

VISIT...

LANZAROTE
Caliente.COM

Гидро- аккумулирующие электро- станции

Под редакцией Л. Б. ШЕЙМАН



МОСКВА • «ЭНЕРГИЯ» • 1978

Г 46 Гидроаккумулирующие электростанции/Бабу-
рин Б. Л., Глезин М. Д., Красильников М. Ф.,
Шейнман Л. Б.; Под ред. Л. Б. Шейнмана.— М.:
Энергия, 1978.— 184 с., ил.

В пер. 80 к.

Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) представляют собой новый для энергетических систем СССР источник маневренной электрической мощности. Книга является первой попыткой обобщения опыта проектирования и строительства ГАЭС в нашей стране и за рубежом. В ней описываются принципиальные схемы гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС), компоновки и конструкции сооружений ГАЭС, основное оборудование. Дается анализ экономики строительства и перспективы развития гидроаккумулирования в СССР. Приведены примеры различных конструкций осуществленных, строящихся и проектируемых ГАЭС.

Книга рассчитана на инженеров-гидротехников и гидроэнергетиков, а также может быть полезна студентам соответствующих специальностей вузов.

Г 30314-102
051(01)-78 147-78

ББК 31.57
6П2.11

© Издательство «Энергия», 1978 г.

ПРЕДИСЛОВИЕ

В энергетических системах европейской части Советского Союза в последние годы гидроэлектростанции приобретают все большее значение как источники маневренной мощности, органически сочетаясь с широко внедряемыми здесь атомными электростанциями. Наличие маневренной мощности и оперативного резерва в энергетических системах определяет качество электроснабжения, т. е. возможность наиболее надежного и экономичного покрытия графиков электропотребления в пределах его пиковой части и в различных аварийных ситуациях.

Однако наиболее эффективные гидроэнергетические ресурсы в европейской части СССР в значительной мере исчерпаны. Поэтому особое значение приобретает здесь гидроаккумулирование, не связанное с наличием крупных рек и требующее значительно меньших размеров отчуждений земель, чем речные ГАЭС.

Значение гидроаккумулирующих электростанций для улучшения технико-экономических показателей работы энергетического оборудования отмечено в «Основных направлениях развития народного хозяйства СССР на 1976—1980 годы».

В настоящее время в нашей стране преодолено имевшее место отрицательное отношение к строительству ГАЭС, которое было вызвано недостаточной разработанностью их экономического обоснования. Следует отметить, что ГАЭС обеспечивают по сравнению с тепловыми источниками маневренной электрической мощности — газотурбинными и полупиковыми паротурбинными электростанциями — значительную экономию топлива. Они удачно вписываются в окружающую среду, так как используют благоприятные природные факторы и не нарушают практически сложившиеся экологические условия. В ряде случаев бассейны ГАЭС могут использоваться как водохранилища комплексного назначения. Это обстоятельство имеет особое значение в свете положений, высказанных в Отчетном докладе XXV съезду КПСС Генеральным секретарем ЦК КПСС Л. И. Брежневым: «...использовать природу можно по-разному. Можно — и история человечества знает тому немало примеров — оставлять за собой бесплодные, безжизненные, враждебные человеку пространства. Но можно и нужно, товарищи, облагораживать

природу, помогать природе полнее раскрывать ее жизненные силы».

В связи с предстоящим разворотом строительства ГАЭС в СССР особое значение приобретает вопрос унификации их сооружений. В первую очередь могут быть унифицированы гидроаккумулирующие электростанции на напоры 80—120 м. В настоящее время ведутся работы по унификации конструкций ограждающих сооружений верхних бассейнов, водоприемников, зданий ГАЭС и трубопроводов.

Первый опыт проектирования и строительства гидроаккумулирующих электростанций в СССР выявил, что они по ряду специфических особенностей отличаются от речных ГЭС.

Учитывая все расширяющийся объем проектирования ГАЭС в СССР, необходимо обобщить и проанализировать отечественный и зарубежный опыт в области гидравлического аккумулирования электрической энергии (гидроаккумулирования), а также ряда научных исследований и конструкторских проработок, выполненных за последние годы Украинским и Ленинградским отделениями института Гидропроект имени С. Я. Жука, его московскими отделами и Научно-исследовательским сектором. В книге приведен анализ принципиальных компоновочных и конструктивных решений сооружений, а также оборудования ГАЭС, на основании анализа даются рекомендации для разработки экономических проектов ГАЭС в различных природных условиях. Рекомендации по методике расчета экономической эффективности ГАЭС позволяют учитывать системный и комплексный народнохозяйственный эффект их эксплуатации. В книге не рассматривается гидромеханическое оборудование ГАЭС, поскольку оно принципиально не отличается от аналогичного оборудования гидроэлектростанций.

Поскольку опыт эксплуатации сооружений ГАЭС в СССР не велик, а сведения по этому вопросу в иностранной литературе весьма ограничены, в книге описываются лишь некоторые вопросы эксплуатационных особенностей оборудования ГАЭС.

Авторы выражают глубокую благодарность проф. Г. И. Кривченко и инж. А. К. Вахрамееву, сделавшим ряд полезных замечаний по рукописи, учтенных авторами при подготовке книги к изданию.

Глава 1 написана Б. Л. Бабуриным, гл. 5 — М. Ф. Красильниковым. Остальные главы написаны Л. Б. Шейнманом и М. Д. Глезиным совместно.

Настоящее издание является первой попыткой создания книги, посвященной гидроаккумулирующим электростанциям, и поэтому она безусловно не свободна от недостатков. Авторы с благодарностью примут замечания и пожелания по книге, которые просят направлять по адресу: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10, изд-во «Энергия».

Авторы

Глава первая

ЗНАЧЕНИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ГИДРОАККУМУЛИРОВАНИЯ

1-1. ГАЭС И ИХ ФУНКЦИИ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Гидравлическое аккумулирование электрической энергии осуществляется гидроаккумулирующими электростанциями (ГАЭС), сооружение которых способствует комплексному решению ряда энергетических, топливно-энергетических и водохозяйственных проблем.

Планомерно увеличивающиеся масштабы промышленного и сельскохозяйственного производства в СССР обуславливают значительные приросты электропотребления. За пятилетие (1971—1975 гг.) только прирост годового электропотребления в целом по стране составил почти 300 млрд. кВт·ч, т. е. столько, сколько вырабатывали все электростанции страны в 1960 г. Удовлетворение этого прироста электропотребления энергетическими мощностями невозможно без концентрации мощностей на электростанциях и отдельных агрегатах.

Если в 1966 г. энергоблоки единичной мощностью 300 МВт и более составляли лишь 11,3% мощности всех электростанций в СССР, то в 1975 г. их доля увеличилась до 30,5% [30]. В ближайшей перспективе в основном будут строиться тепловые электростанции мощностью 3600—4800 МВт с агрегатами 500, 800 и 1200 МВт. Атомные электростанции будут строиться мощностью 4000, 6000 и 8000 МВт с реакторами до 2000 МВт.

Концентрация мощностей агрегатов и электростанций обеспечивает более быстрый ввод мощностей в энергосистемах, повышение экономичности электростанций, уменьшение потребности в трудовых ресурсах при строительстве и эксплуатации, снижение металлоемкости. При ограниченных трудовых и материальных ресурсах и напряженном топливно-энергетическом балансе в стране такой путь развития электроэнергетики является закономерным и наиболее правильным.

Наряду с положительными сторонами насыщение энергетических систем тепловыми и атомными электростанциями огромной мощности усугубляет трудности с покрытием минимальных и максимальных нагрузок. Ограниченный диапазон регулирования мощности крупноблочных агрегатов и невозможность частых пусков и остановок без резкого снижения надежности и экономичности работы энергосилового оборудования тепловых и атомных электростанций затрудняют покрытие неравномерной части графиков электрической нагрузки.

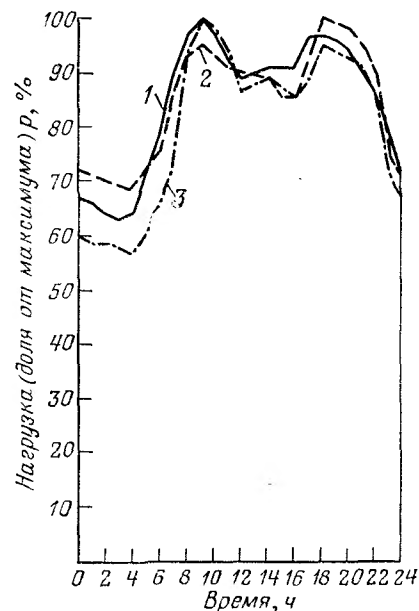


Рис. 1-1. Суточные графики электрических нагрузок энергосистем европейской части СССР (зима 1974/75 г.).

1 — ОЭС Центра; 2 — ОЭС Юга; 3 — ОЭС Северо-Запада.

дни максимальная нагрузка снижается на 20—30% максимума рабочих дней недели, а летний максимум рабочего дня на 25—35% меньше зимнего.

Анализ динамики изменения режимов электропотребления в основных энергетических системах европейской части СССР [4] показывает, что в перспективе следует ожидать дальнейшего увеличения неравномерности графиков электрической нагрузки.

В момент прохождения максимума в отдельных энергообъединениях нагрузка будет возрастать практически в 2 раза по сравнению с ночным минимумом.

Современные суточные графики электрической нагрузки в основных энергообъединениях европейской части страны характеризуются значительной неравномерностью (рис. 1-1). Коэффициент неравномерности нагрузки, равный отношению минимальной за сутки нагрузки к максимальной ($\alpha_{\text{мин}} = P_{\text{мин}}/P_{\text{макс}}$), составляет для отдельных энергосистем 0,56—0,60, т. е. размах колебаний нагрузки в пределах суток достигает 0,40—0,44 максимума энергосистемы.

Неравномерность режима электропотребления наблюдается не только в течение суток (внутрисуточная неравномерность), но и по дням недели (внутринедельная неравномерность), и сезонам года (внутригодовая неравномерность). Так, для энергосистем европейской части СССР в выходные

В этих условиях неразрывность процесса производства и потребления электроэнергии требует от энергосистем значительного маневрирования мощностями электростанций и агрегатов.

Регулирование мощности достигается либо изменением нагрузки агрегатов в пределах их технического минимума, либо пуском и остановкой отдельных агрегатов. Использование крупноблочного оборудования ТЭС в неравномерных режимах за последние годы значительно возросло. Материалы эксплуатации ряда ГРЭС свидетельствуют о том, что за 1971—1975 гг. число изменений нагрузки блоков за год увеличилось на 20—25%.

За этот же период число остановок, приходящееся в среднем на один блок, увеличилось по объединенной энергосистеме Центра с 12 до 22, в ОЭС Северо-Запада с 18 до 34, а в ОЭС Юга с 15 до 45. На отдельных ГРЭС число остановок блока за год достигает 60—67.

Однако современное оборудование ТЭС и АЭС не приспособлено к резкопеременному режиму работы. Тратятся огромные средства на различного рода усовершенствования, реконструкцию отдельных узлов агрегатов и на устранение неполадок.

В этих условиях оптимальным вариантом развития энергосистем мог бы явиться ввод необходимых мощностей на гидроэлектростанциях. Однако наиболее эффективные гидроэнергетические ресурсы в европейской части страны в настоящее время уже использованы. Широкое строительство речных ГЭС сталкивается также с дополнительными трудностями в связи с непрерывно возрастающими требованиями по компенсационным мероприятиям при организации водохранилищ.

В мировой практике энергоснабжения решение проблемы несоответствия маневренных возможностей крупноблочного оборудования требуемым режимам электропотребления в условиях ограниченных гидроэнергетических ресурсов достигается либо созданием специального маневренного энергосилового оборудования (пиковые ТЭС, газотурбинные электростанции, гидроаккумулирующие электростанции), либо использованием потребителей-регуляторов, потребляющих электроэнергию лишь в периоды общего снижения нагрузки в энергосистеме. При решении указанной проблемы гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) занимают особое место, так как они одновременно являются высокоманевренным источником пиковой мощности и потребителем-регулятором. В отличие от гидроэлектростанций обычного типа пиковая энергоотдача ГАЭС не зависит от водности года.

Суммарная мощность эксплуатируемых ГАЭС в 26 странах мира в 1975 г. составляла свыше 30 млн. кВт. В последние годы темпы ввода ГАЭС продолжали нарастать. В США был введен ряд крупных ГАЭС, в том числе крупнейшая в мире ГАЭС Лангтон мощностью 1872 МВт, ГАЭС Бленхейм Джилбоа мощностью 1200 МВт и ГАЭС Рэккун Маунтин мощностью 1560 МВт.

Таблица 1-1

Характеристика маневренных качеств различных энергоисточников

Тип электростанции	Регулировочный диапазон, % установленной мощности	Время набора полной нагрузки, мин	
		из холодного состояния	из горячего состояния
Паротурбинные с блоками 200—300 МВт	30—50	120—180	20—40
Паротурбинные с агрегатами неблочного типа	60—85	90—180	20—50
Атомные	70	390—660	60
Газотурбинные	100	15—30	0,5
Гидравлические обычного типа	80—100	1—2	0,25—0,5 *
Гидроаккумулирующие	200—220	1—2	0,25—0,5 *

* Режим вращения на холостых оборотах.

По имеющимся материалам к 1980 г. мощность ГАЭС в США достигнет 14,2 млн. кВт, или 2,5% общей установленной мощности электростанций. В дальнейшем предполагается увеличить ежегодный ввод мощности на ГАЭС до 4 млн. кВт и довести долю этих электростанций в общей установленной мощности до 4,5% *. Большую роль играют ГАЭС в энергетике Японии, где их доля составляет уже более 6% мощности всех электростанций. Растет строительство ГАЭС в странах Западной Европы и в странах — членах СЭВ.

Другой, не менее важной проблемой в энергетике является поддержание частоты в энергообъединениях. Внезапные незапланированные набросы нагрузки, вызванные метеорологическими, бытовыми и другими условиями, аварийные выходы из строя энергосилового оборудования и линий электропередачи при огромных абсолютных размерах электропотребления и единичных мощностей требуют оперативного маневрирования мощностями в энергообъединении. Для поддержания частоты в энергосистемах выделяются специальные регулирующие электростанции, режим использования которых частично или полностью подчинен быстро изменяющимся требованиям потребителей энергии энергосистемы. Недостаток маневренных регулирующих мощностей приводит к отклонениям частоты в энергосистеме от нормированной величины и в результате к снижению качества промышленной продукции.

Из регулирующих типов электростанций ГАЭС наиболее полно отвечают задачам поддержания частоты в энергосистеме. Высокие маневренные качества оборудования ГАЭС характеризуются возможностью быстрого набора и сброса нагрузки, большим диапазоном регулирования, равным сумме насосной и турбинной мощности, сравнительно несложной автоматизацией процессов регулирования мощности при небольших потерях энергии и незначительным влиянием на долговечность работы оборудования (табл. 1-1).

Анализ зарубежных материалов показывает, что в последнее время все большее значение гидроаккумулирующие электростанции приобретают именно как высокоманевренные источники мощности. В частности, в Великобритании основная задача строящейся ГАЭС Динорвик мощностью 1800 МВт заключается в выполнении функций оперативного резерва быстрого ввода. В Швейцарии проектируется ГАЭС Хербствиль мощностью 1090 МВт (500 МВт предполагается использовать в качестве аварийного резерва, для чего в верхнем бассейне предусматривается резервный объем на 1 ч работы с этой мощностью).

В таких экономически развитых странах, как США, Япония, ФРГ, наряду с вводом АЭС и крупных ГРЭС на органических видах топлива предусматривается значительный ввод маневрен-

ных мощностей — ГЭС, ГАЭС, газотурбинных и специальных пиковых паротурбинных электростанций. Около 20% всех вводимых мощностей в этих странах составляют маневренные электростанции, что создает благоприятные условия для надежного и экономического развития энергосистем [22].

В докладе Японии на Международном симпозиуме ЕЭК ООН по ГАЭС (Афины, 1972 г.) указывалось, что мощность ГАЭС должна составлять 15—20% пиковой мощности энергосистемы, из которой около половины следует использовать для покрытия пиков нагрузки, а остальную — для регулирования частоты, мощности и создания аварийного резерва.

Гидроаккумулирующие электростанции играют также положительную роль при решении проблемы оптимизации топливно-энергетического баланса. По сравнению с газотурбинными электростанциями они экономят газомазутное топливо в размере около 0,5 кг условного топлива на 1 кВт·ч выработки электроэнергии. Ночью в режиме зарядки ГАЭС потребляет, как правило, твердое топливо в количестве всего 0,27—0,3 кг условного топлива на 1 кВт·ч или ядерную энергию. Таким образом ГАЭС обеспечивает значительную экономию наиболее дефицитного газомазутного топлива при существенно меньшем потреблении твердого топлива или ядерной энергии. С учетом общего к. п. д. ГАЭС (около 0,7) станция типа Загорской ГАЭС мощностью 1,2 млн. кВт экономит около 450 тыс. т мазута в год.

Использование газа и мазута в энергетике значительно менее эффективно по сравнению с их использованием в химическом производстве и металлургии. Экономия расчетных затрат при замене твердого топлива газом или мазутом в энергетике оценивается в 1—5 руб. на 1 т условного топлива, в то время

* "Electrical World", 1974, vol. 182, N 6, p. 56—57.

как использование жидких и газообразных нефтепродуктов вместо угля в химическом производстве дает экономию расчетных затрат 20—40 руб., а в металлургии 7—13 руб. на 1 т. Велико также значение газа и продуктов переработки нефти для экспорта. С этой точки зрения строительство ГАЭС для покрытия пиков электрической нагрузки является предпочтительным по сравнению с газотурбинными электростанциями.

В последние годы за рубежом уделяется большое внимание строительству так называемых энергокомплексов, включающих ГАЭС и крупные тепловые или атомные электростанции. При этом водохранилища ГАЭС используются одновременно и для водоснабжения ТЭС и АЭС. В СССР начато строительство Южно-Украинского комплекса. Несколько энергокомплексов построено в США. Так, ГЭС—ГАЭС Джокасси мощностью 610 МВт работает совместно с атомной станцией мощностью 3000 МВт и тепловыми электростанциями, использующими водохранилища ГАЭС в качестве прудов-охладителей. Сооружение подобных энергокомплексов помимо существенной экономии капиталовложений за счет совместного строительства и эксплуатации общих сооружений способствует решению задач экономного использования водных ресурсов и концентрации энергетических мощностей.

Гидроаккумулирующие электростанции хорошо удовлетворяют техническим, эксплуатационным и экономическим требованиям, предъявляемым к источникам реактивной мощности. При этом агрегаты ГАЭС могут одновременно использоваться в качестве быстродействующего резерва активной мощности, так как время автоматического перевода агрегатов ГАЭС из режима синхронного компенсатора в генераторный и наоборот составляет всего 1—2 мин. По ряду зарубежных ГАЭС число часов их использования в режиме синхронного компенсатора превышает продолжительность использования в активном режиме.

И, наконец, гидравлическое аккумулирование электроэнергии решает задачи покрытия неравномерной части графиков электрической нагрузки, регулирования частоты и мощности в энергосистеме более экономично, чем другие возможные варианты, оказывая наименьшее влияние на окружающую природу. Проектные проработки ряда отечественных ГАЭС и опыт строительства и эксплуатации ГАЭС за рубежом свидетельствуют о меньших (на 20—25%) расчетных затратах при сооружении ГАЭС по сравнению с газотурбинными электростанциями.

Таким образом, ГАЭС используются в энергосистемах:

для покрытия остропиковой части графиков электрической нагрузки;

для участия в регулировании частоты и мощности, особенно в периоды интенсивных подъемов и сбросов нагрузки;

в качестве аварийного резерва быстрого ввода;

в качестве источника реактивной мощности и энергии;

для улучшения режимов работы тепловых и атомных электростанций.

При этом четко разграничить время, когда гидроаккумулирующая электростанция должна выполнять ту или иную функцию, практически невозможно, так как она одновременно решает несколько задач. Поэтому фактическое число часов использования ГАЭС в энергосистеме значительно превышает об-

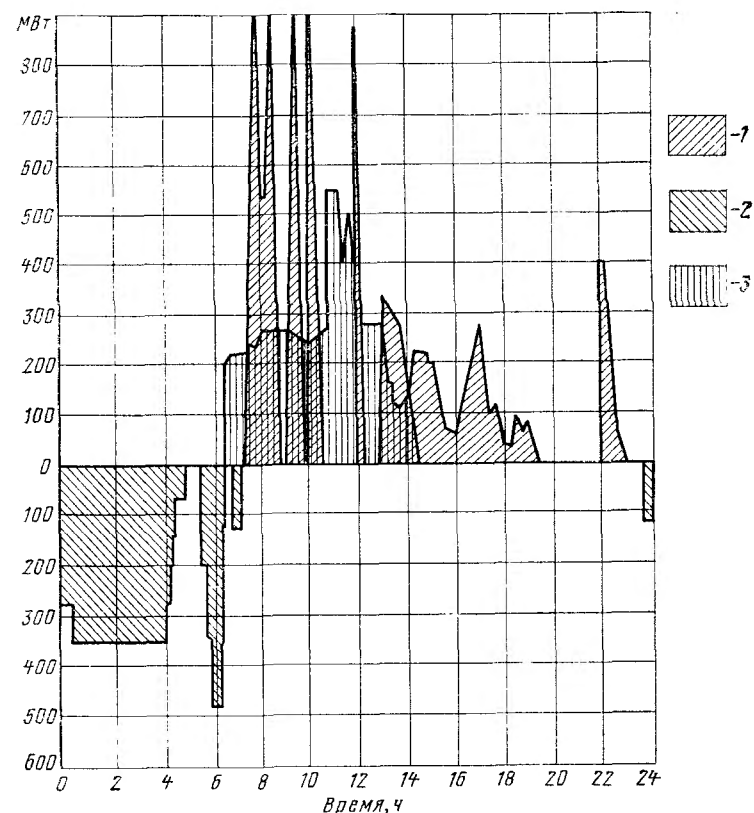


Рис. 1-2. Режимы работы ГАЭС Вианден (Люксембург).

1 — турбинный режим; 2 — насосный режим; 3 — режим синхронного компенсатора.

щепринятый в энергетике показатель использования мощности электростанций, подсчитанный, как частное от деления выработки энергии электростанции на ее установленную мощность [3].

Практика эксплуатации показывает, что фактические режимы работы оборудования ГАЭС в ряде случаев существенно отличаются от запроектированных. Так, при проектировании ГАЭС Вианден (Люксембург) принималось 4,25 ч работы

полной установленной мощностью в турбинном и 8 ч в насосном режиме [52]. В результате увеличения степени использования этой ГАЭС в качестве аварийного и нагрузочного резерва системы фактическое использование установленной мощности в турбинном режиме сократилось до 1 ч 50 мин—2 ч 35 мин, а в насосном режиме до 3,5—5 ч. Полное время работы ГАЭС в турбинном режиме составляет 7,5—9,25 ч в сутки и в насосном 6,5—8,25 ч. Остальное время ГАЭС используется в качестве синхронного компенсатора и аварийного резерва системы (рис. 1-2). Использование ГАЭС для покрытия остропиковой части летних графиков электрической нагрузки, как правило, меньше зимнего. В летний период ГАЭС обычно привлекаются к регулированию частоты и мощности и выполнению функций аварийного резерва.

1-2. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ ПАРАМЕТРОВ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЭС

В основе энергоэкономических расчетов по выбору параметров ГАЭС лежит метод сравнительной эффективности. Эффективность рассматриваемого варианта проектного решения определяется сравнением единовременных капиталовложений и ежегодных издержек с соответствующими затратами в заменяемом варианте, обеспечивающем получение одинакового по количеству и качеству эффекта в народном хозяйстве.

Как правило, сравниваемые варианты технических решений отличаются не только размерами необходимых затрат, но и продолжительностью сооружения и освоения проектной мощности. Поэтому при проведении технико-экономических расчетов фактор времени подлежит обязательному учету.

При экономическом сравнении заменяемых вариантов наиболее общим является случай, когда один из объектов характеризуется большими капиталовложениями, но меньшими ежегодными издержками, чем другой.

Если капиталовложения и ежегодные издержки производства изменяются по годам расчетного периода T , а начиная с $T+1$ года рассматриваемые объекты не требуют капиталовложений и ежегодные издержки производства для каждого из вариантов остаются постоянными ($I_T = I_{T+1}$), то для сравнения вариантов целесообразно пользоваться формулами:

$$E_{\text{ГАЭС}} = \frac{\bar{I}_{\text{зам}} - \bar{I}^{\text{ГАЭС}}}{\bar{K}^{\text{ГАЭС}} - \bar{K}_{\text{зам}}} \geq E_n; \quad (1-1)$$

$$\tau_{\text{ГАЭС}} = \frac{\bar{K}^{\text{ГАЭС}} - \bar{K}_{\text{зам}}}{\bar{I}_{\text{зам}} - \bar{I}^{\text{ГАЭС}}} \leq \tau_n. \quad (1-2)$$

Здесь $E_{\text{ГАЭС}}$ и $\tau_{\text{ГАЭС}}$ — соответственно фактические значения коэффициента эффективности и срока окупаемости дополнительных капиталовложений в ГАЭС; E_n и τ_n — соответственно нормативные значения коэффициента эффективности и срока окупаемости дополнительных капиталовложений; $\bar{I}$ и $\bar{K}$ — приведенные издержки и капиталовложения по ГАЭС и по заменяемому варианту:

$$\left. \begin{aligned} \bar{I} &= \sum_{t=t_3}^{t=T} \Delta I_t (1+p)^{t_6-t}; \\ \bar{K} &= \sum_{t=t_6}^{t=T} K_t (1+p)^{t_6-t}, \end{aligned} \right\} \quad (1-3)$$

где t_6 — базисный год; t — текущий год; t_6 — год начала строительства объекта; t_3 — год начала эксплуатации объекта; p — норматив учета фактора времени; ΔI_t — изменение ежегодных издержек в год t по сравнению с предыдущим годом.

Для выбора параметров ГАЭС, так же как и для других энергетических объектов, рекомендуется принимать $E_n = 0,12$, $a = 0,08$.

При сопоставлении нескольких вариантов удобно пользоваться формулой

$$\bar{Z} = E_n \bar{K} + \bar{I}, \quad (1-4)$$

где $\bar{Z}$ — приведенные расчетные затраты.

Оптимальным является вариант, характеризующийся минимальными приведенными расчетными затратами.

Важным принципом экономических расчетов при выборе параметров ГАЭС является соблюдение условий энергоэкономической сопоставимости сравниваемых вариантов строительства. Использование в экономических расчетах метода сравнительной эффективности предполагает одинаковое удовлетворение всех потребностей энергосистемы в сравниваемых вариантах ее развития с ГАЭС и без нее. Это положение принципиально отличает метод сравнительной эффективности от метода рентабельности, который оценивает эффективность того или иного проектного решения прибылью от продажи электроэнергии ее потребителям. В сложившейся практике хозяйственных отношений между энергосистемой и потребителями электроэнергии годовая прибыль рассчитывается как разность доходов энергосистемы, определяемых исходя из тарифов на электроэнергию, и ежегодных эксплуатационных расходов. Отношение полученного таким образом чистого дохода к основным фондам (при проектировании — к капиталовложениям) называется рента-

бельностью рассматриваемого объекта. В применении к ГАЭС рентабельность r , %, можно определить по формуле

$$r = \frac{(D - I_{\text{ГАЭС}} - I_{\text{ос}}^{\text{ГАЭС}}) 100}{K_{\text{ГАЭС}} + K_{\text{ос}}^{\text{ГАЭС}}}, \quad (1-5)$$

где D — доход от реализации электроэнергии, руб.; $I_{\text{ГАЭС}}$ — годовые эксплуатационные расходы на ГАЭС, включая затраты на топливо при работе ее в насосном режиме, руб.; $K_{\text{ГАЭС}}$ — капиталовложения по ГАЭС, руб.; $K_{\text{ос}}^{\text{ГАЭС}}$ — доля общесистемных фондов, относимая на ГАЭС, руб.; $I_{\text{ос}}^{\text{ГАЭС}}$ — общесистемные годовые издержки, относимые на ГАЭС, руб.

В основе метода рентабельности лежит цена (тариф) на электроэнергию, которая не может достаточно строго учитывать многообразные функции использования отдельной электростанции в энергосистеме.

Таким образом, если по методу сравнительной эффективности во всех вариантах обеспечивается одинаковый эффект в энергосистеме по покрытию пиков нагрузки, маневренности, улучшению режимов работы ТЭС и АЭС, то при расчете по методу рентабельности все особенности использования ГАЭС в энергосистеме учесть нельзя. Тариф на электроэнергию не учитывает ее маневренные качества и режимные преимущества.

Поскольку по методу сравнительной эффективности сопоставление вариантов производится по полезному отпуску потребителям энергии и мощности, во всех сравниваемых вариантах должны учитываться все потери мощности и энергии и все виды ограничений использования энергооборудования во всех звеньях производства, преобразования и передачи электроэнергии. Учету подлежат как прямое снижение энергетического эффекта, так и простой энергосилового оборудования, снижающие его среднегодовое использование.

Для выравнивания эффекта ГАЭС в энергосистеме по мощности необходимая мощность заменяемой пиковой ТЭС $N^{\text{зам}}$ составит:

$$N^{\text{зам}} = N_{\text{исп}}^{\text{ГАЭС}} (1 + \alpha_{\text{с.н}} + \alpha_{\text{рем}} + \alpha_{\text{ав}} \pm \alpha_{\text{в.л}}), \quad (1-6)$$

где $N_{\text{исп}}^{\text{ГАЭС}}$ — используемая мощность ГАЭС; $\alpha_{\text{с.н}}$ — коэффициент превышения расхода электроэнергии на собственные нужды ТЭС по сравнению с ГАЭС без учета расхода энергии на зарядку ГАЭС; $\alpha_{\text{рем}}$ — то же по капитальному и текущему ремонту; $\alpha_{\text{ав}}$ — коэффициент превышения аварийности агрегатов ТЭС по сравнению с агрегатами ГАЭС; $\alpha_{\text{в.л}}$ — коэффициент, учитывающий разность потерь энергии в высоковольтных линиях от ГАЭС и ТЭС.

Для выравнивания эффекта ГАЭС в энергосистеме по энергии выработка электроэнергии на заменяемой пиковой ТЭС со-

ставит:

$$\mathcal{E}^{\text{зам}} = \mathcal{E}^{\text{ГАЭС}} (1 + \alpha_{\text{с.н}} \pm \alpha_{\text{в.л}}). \quad (1-7)$$

В целом все перечисленные факторы приводят к тому, что энергоотдача ГАЭС эквивалентна несколько большей энергоотдаче заменяемых ТЭС.

Помимо затрат, необходимых для сооружения заменяемой пиковой ТЭС соответствующей мощности и выработки электроэнергии [формулы (1-6) и (1-7)], следует учитывать затраты, обусловленные необходимостью выравнивания эффекта в энергосистеме (удовлетворение потребности системы в реактивной мощности и энергии и улучшение режима работы ТЭС в ночной период).

Затраты на компенсацию эффекта по реактивной мощности и энергии определяются установкой соответствующих синхронных компенсаторов или статических конденсаторов.

Экономическую оценку режимных преимуществ ГАЭС, обеспечивающих улучшение режимов работы ТЭС, целесообразно производить непосредственным количественным учетом последствий работы оборудования ТЭС в резкопеременных режимах путем определения дополнительных затрат в системе, связанных с повышенным износом оборудования, более частым проведением капитальных и текущих ремонтов, увеличением продолжительности аварийных простоев и т. п. Работа энергоблоков ТЭС в переменном режиме приводит к перерасходу топлива, увеличению расхода электроэнергии на собственные нужды и потере конденсата.

Анализ материалов эксплуатации ряда ГРЭС показывает, что затраты на ремонт теплосилового оборудования, используемого в режиме регулирования мощности, состоят из двух частей.

С одной стороны, каждый пуск — остановка теплового блока влечет за собой в том или ином объеме ремонт и ревизию для устранения различных неполадок. Кроме того, при каждом пуске агрегата имеет место определенное увеличение вероятности его отказа, т. е. выхода из строя, что приводит к вынужденному простоя и повторному пуску. При 50 дополнительных пусках агрегата по сравнению с нормальными условиями его эксплуатации эти затраты составят примерно 0,4 руб. на 1 кВт мощности, принимающей участие в регулировании.

С другой стороны, периодические нагревы и охлаждения приводят к накоплению так называемой «малоцикловой усталости» металла, в результате которой выходят из строя трубы поверхностей нагрева котлов и паронагревателей, появляются трещины и свищи в местах наибольших перепадов температур и т. п. Расчетные затраты на устранение этих повреждений при 50 дополнительных пусках — остановках в год составляют примерно 1,25 руб. на 1 кВт мощности ТЭС, используемой в переменном режиме работы.

Проведение дополнительных ремонтных работ связано также с увеличением времени простоя теплосилового оборудования в текущем, капитальном ремонтах и при ликвидации аварий. Увеличение времени простоя оборудования можно оценить снижением степени его готовности на 5—8%. Для выполнения условий энергэкономической сопоставимости в заменяемом варианте для компенсации снижения степени готовности теплосилового оборудования требуется соответствующее увеличение мощности ТЭС в энергосистеме, что оценивается примерно в 1,65 руб. на 1 кВт мощности, принимающей участие в регулировании.

Использование ТЭС в переменном режиме работы сокращает примерно на 20% общий срок службы оборудования. В экономических расчетах срок службы находит отражение в реновационных отчислениях. Снижение его на 20% приводит к увеличению реновационных отчислений на 0,25 руб/кВт [3].

Суммарное увеличение затрат в энергосистеме на каждый 1 кВт мощности КЭС, привлекаемый к регулированию мощности в энергосистеме, составит 3,6 руб. Если технически допустимый минимум нагрузки блочных агрегатов конденсационных электростанций (КЭС) принять равным 60% установленной мощности, то каждый 1 кВт насосной мощности ГАЭС позволит не привлекать к режиму регулирования с частыми пусками — остановками 1/0,6 = 1,67 кВт мощности КЭС.

Таким образом, режимные преимущества ГАЭС могут быть оценены экономией расчетных затрат в размере $3,6 \cdot 1,67 = 6$ руб. на каждый 1 кВт ее насосной мощности.

При выборе основных параметров ГАЭС обычно определяют мощность в турбинном режиме $N_{турб}^{ГАЭС}$, мощность в насосном режиме $N_{нас}^{ГАЭС}$ и полезную емкость аккумулирующего бассейна $V^{ГАЭС}$.

Установленная мощность ГАЭС в турбинном режиме $N_{турб}^{ГАЭС}$ является суммой номинальных мощностей генераторов. Использование ГАЭС в энергосистеме для выполнения рассмотренных выше функций изменяется во времени как в годовом, так и в многолетнем разрезе, поэтому в общем виде связь между установленной мощностью и функциональным ее использованием в энергосистеме можно представить в виде

$$N_{турб}^{ГАЭС} = N_{пик}^{ГАЭС} + N_{рег}^{ГАЭС} + N_{ав}^{ГАЭС} + N_{неисп}^{ГАЭС} \quad (1-8)$$

или

$$N_{турб}^{ГАЭС} = N_{исп}^{ГАЭС} + N_{неисп}^{ГАЭС} \quad (1-9)$$

где $N_{пик}^{ГАЭС}$ — мощность ГАЭС, используемая в пике расчетного графика электрической нагрузки; $N_{рег}^{ГАЭС}$ — мощность, используемая в качестве регулировочного резерва системы; $N_{ав}^{ГАЭС}$ — мощ-

ность, предназначенная для выполнения функций аварийного резерва системы; $N_{неисп}^{ГАЭС}$ — мощность, не используемая в данный момент времени в энергосистеме; $N_{исп}^{ГАЭС}$ — мощность, используемая в данный момент в энергосистеме.

Полезная годовая выработка электроэнергии ГАЭС $\mathcal{E}^{ГАЭС}$ определяется продолжительностью использования отдельных составляющих мощностей ГАЭС в течение года, т. е.

$$\mathcal{E}^{ГАЭС} = \mathcal{E}_{пик}^{ГАЭС} + \mathcal{E}_{рег}^{ГАЭС} + \mathcal{E}_{ав}^{ГАЭС} = N_{пик}^{ГАЭС} T_{пик}^{ГАЭС} + N_{рег}^{ГАЭС} T_{рег}^{ГАЭС} + N_{ав}^{ГАЭС} T_{ав}^{ГАЭС}, \quad (1-10)$$

где $T^{ГАЭС}$ — годовое число часов использования соответствующей мощности ГАЭС.

Определение $N_{пик}^{ГАЭС}$ производится вписыванием заданной энергоотдачи ГАЭС в расчетный суточный график электрической нагрузки. Величины $N_{рег}^{ГАЭС}$ и $N_{ав}^{ГАЭС}$ определяются потребностями энергосистемы в регулировочных мощностях и кратковременном резерве быстрого ввода. По опыту эксплуатации зарубежных ГАЭС для выполнения функций регулирования мощности и кратковременного резерва в аккумулирующем бассейне ГАЭС следует предусматривать специальную емкость сверх той, которая предназначена для запланированного участия ГАЭС в покрытии пика графика нагрузки. Эта резервная емкость должна обеспечивать работу ГАЭС в течение 0,5—1,0 ч.

Для ГАЭС с суточным циклом аккумулирования $N_{турб}^{ГАЭС}$ определяется для заданной емкости водохранилища $V^{ГАЭС}$ по числу часов использования $t_{сут}^{ГАЭС}$ в расчетном суточном графике электрической нагрузки:

$$N_{турб}^{ГАЭС} = \frac{\mathcal{E}_{сут}^{ГАЭС}}{t_{сут}^{ГАЭС}} = \frac{V^{ГАЭС} \bar{H}_{турб} \eta_{турб}^{ГАЭС}}{367,2 t_{сут}^{ГАЭС}}, \quad (1-11)$$

где $\mathcal{E}_{сут}^{ГАЭС}$ — суточная выработка энергии ГАЭС в турбинном режиме, кВт·ч; $\bar{H}_{турб}$ — средневзвешенный напор на ГАЭС в турбинном режиме.

Для ГАЭС с недельным циклом аккумулирования $N_{турб}^{ГАЭС}$ определяется из выражения:

$$N_{турб}^{ГАЭС} = \frac{\bar{H}_{турб} \eta_{турб}^{ГАЭС}}{367,2 t_{сут}^{ГАЭС}} \left(V_{сут}^{ГАЭС} + \frac{\Delta V_{нед}^{ГАЭС}}{n_{раб}} \right), \quad (1-12)$$

где $V_{сут}^{ГАЭС}$ — объем водохранилища, м³, выделяемый для ежесуточной закачки воды в рабочие дни недели; $\Delta V_{нед}^{ГАЭС}$ — дополнительный объем водохранилища, м³, выделяемый для наполнения в выходные дни недели; $n_{раб}$ — число рабочих дней в неделе.

Определение насосной мощности ГАЭС производится исходя из необходимой суточной энергии зарядки $\mathcal{E}_{\text{нас}}^{\text{ГАЭС}}$ и продолжительности ночного провала нагрузки $t_{\text{нас}}^{\text{ГАЭС}}$ по формуле:

$$N_{\text{нас}}^{\text{ГАЭС}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{нас}}^{\text{ГАЭС}}}{t_{\text{нас}}^{\text{ГАЭС}}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{сут}}^{\text{ГАЭС}}}{\eta_{\text{ГАЭС}} t_{\text{нас}}^{\text{ГАЭС}}} = \frac{V_{\text{турб}}^{\text{ГАЭС}} \bar{H}_{\text{турб}}}{367,2 t_{\text{нас}}^{\text{ГАЭС}}} \quad (1-13)$$

Потребление электроэнергии ГАЭС в насосном режиме удобно определять из соотношения

$$\mathcal{E}_{\text{нас}}^{\text{ГАЭС}} = \frac{\mathcal{E}^{\text{ГАЭС}}}{\eta_{\text{ГАЭС}}}, \quad (1-14)$$

где $\eta_{\text{ГАЭС}}$ — к. п. д. полного цикла гидроаккумулирования.

Для ГАЭС с недельным циклом аккумулирования принимается, что закачка дополнительного объема $\Delta V_{\text{нед}}^{\text{ГАЭС}}$ производится не за счет увеличения насосной мощности, а за счет увеличения времени зарядки ГАЭС $t_{\text{нас}}^{\text{ГАЭС}}$. В этом случае в формуле (1-13) под $V_{\text{турб}}^{\text{ГАЭС}}$ понимается только суточная составляющая объема водохранилища.

Полезная емкость аккумулирующих бассейнов зависит от назначения ГАЭС (одноцелевое энергетическое или в комплексе с орошением, водоснабжением и т. п.) и определяется экономическим расчетом при последовательном ее изменении и сопоставлении затрат с получаемым эффектом. Увеличение $V_{\text{турб}}^{\text{ГАЭС}}$ повышает энергетическое использование мощности ГАЭС, улучшает режимы эксплуатации теплосилового оборудования в энергосистеме, дает дополнительный эффект в неэнергетических отраслях при комплексном использовании ГАЭС. Эффект от увеличения емкости оценивается затратами на соответствующие заменяемые мероприятия.

При одноцелевом энергетическом назначении ГАЭС наибольший эффект имеет место при регулировании внутрисуточной неравномерности режима электропотребления, так как при этом достигается многократное использование емкости бассейна.

При использовании ГАЭС для внутринедельного регулирования графиков электрической нагрузки аккумулированная в выходные дни вода расходуется практически равномерно в течение рабочих дней недели.

Переход к недельному регулированию позволяет использовать ГАЭС в полупиковом режиме 10—12 ч в сутки полной установленной мощностью.

Гидравлическое аккумулирование электроэнергии с сезонным регулированием, как правило, эффективно лишь в схемах ГЭС—ГАЭС.

Эффективность сооружения ГАЭС определяется сопоставлением затрат на строительство и эксплуатацию ГАЭС

$Z_{\Sigma}^{\text{ГАЭС}}$ с соответствующими затратами $Z_{\Sigma}^{\text{зам}}$ в заменяемом варианте развития энергосистемы. В качестве заменяемого источника пиковой мощности следует рассматривать пиковые газотурбинные электростанции (ГТЭ), по своим маневренным качествам в наибольшей степени приближающиеся к ГАЭС. Опыт эксплуатации первых газотурбинных агрегатов отечественного производства единичной мощностью 100 МВт в СССР и Венгрии показал техническую возможность их использования для покрытия остропиковых нагрузок, регулирования мощности и в качестве аварийного резерва [8, 23].

Сооружение ГАЭС считается эффективным в том случае, когда выполняется неравенство:

$$Z_{\Sigma}^{\text{ГАЭС}} \leq Z_{\Sigma}^{\text{зам}}. \quad (1-15)$$

В формуле (1-15) и в последующих имеются в виду приведенные расчетные затраты [см. формулу (1-4)].

Суммарные затраты $Z_{\Sigma}^{\text{ГАЭС}}$ определяются затратами непосредственно на ГАЭС и топливную базу для ее зарядки, а также сопряженными затратами, т. е.

$$Z_{\Sigma}^{\text{ГАЭС}} = Z^{\text{ГАЭС}} + Z_{\text{топл}}^{\text{ГАЭС}} + Z_{\text{сопр}}^{\text{ГАЭС}} \quad (1-16)$$

или

$$Z_{\Sigma}^{\text{ГАЭС}} = E_n (K^{\text{ГАЭС}} + K_{\text{топл}}^{\text{ГАЭС}} + K_{\text{сопр}}^{\text{ГАЭС}}) + I^{\text{ГАЭС}} + I_{\text{топл}}^{\text{ГАЭС}} + I_{\text{сопр}}^{\text{ГАЭС}},$$

где $Z^{\text{ГАЭС}}$ — расчетные затраты непосредственно на ГАЭС; $Z_{\text{топл}}^{\text{ГАЭС}}$ — расчетные затраты на топливо на зарядку ГАЭС; $Z_{\text{сопр}}^{\text{ГАЭС}}$ — расчетные затраты на сопряженные мероприятия; E_n — коэффициент эффективности.

Ниже кратко рассматриваются методы определения каждого из этих слагаемых.

Капиталовложения в ГАЭС определяются сметной стоимостью ее сооружения, из которой при расчете эффективности исключаются:

возвратная стоимость строительно-монтажного оборудования;

стоимость поселка строителей (если он в дальнейшем может использоваться в народном хозяйстве);

стоимость ряда объектов, например железных или шоссейных дорог, автобаз, объектов стройиндустрии и т. д., которые в дальнейшем будут самостоятельно использоваться в народном хозяйстве.

Таблица 1-2

Продолжительность строительства, лет	Капиталовложения, %, по годам строительства					
	1	2	3	4	5	6
6	8	20	23	24	18	7
5	14	22	25	22	17	—

В капиталовложениях, относимых на ГАЭС, необходимо также отразить затраты на предотвращение или компенсацию ущерба от создания водохранилищ (бассейнов), которые определяются специальным расчетом.

Капиталовложения по годам строительства в соответствии с рекомендациями Госстроя СССР приводятся в табл. 1-2.

Капиталовложения в добычу и транспорт топлива, используемого для зарядки ГАЭС, определяются по формуле

$$K_{\text{топл}}^{\text{ГАЭС}} = \kappa_{\text{топл}} B_{\text{зар}}^{\text{ГАЭС}}, \quad (1-17)$$

где $\kappa_{\text{топл}}$ — капиталовложения в добычу и транспорт 1 т условного топлива; $B_{\text{зар}}^{\text{ГАЭС}}$ — расход топлива на зарядку ГАЭС.

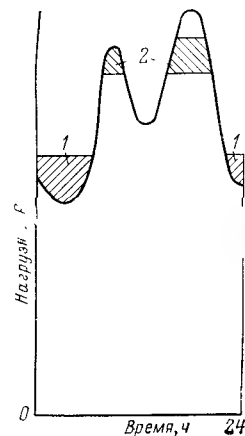


Рис. 1-3. Схема суточного графика электрических нагрузок.

1 — зона потребления электроэнергии с расходом условного топлива 270—300 г/(кВт·ч); 2 — зона выработки электроэнергии с вытеснением ГТЭС, потребляющих газомазутное топливо в размере 480—500 г/(кВт·ч).

Помимо непосредственных затрат на сооружение ГАЭС могут потребоваться затраты на проведение сопряженных мероприятий: строительство линий электропередачи; возведение сооружений для речного транспорта; строительство сооружений для водоснабжения, ирригации; жилищное и культурно-бытовое строительство для эксплуатационного персонала. Эти затраты определяются на основании специальных расчетов.

Ежегодные издержки на ГАЭС ($I_{\text{ГАЭС}}$) практически не зависят от выработки электроэнергии и складываются из отчислений на реновацию и капитальный ремонт (амортизационные отчисления) и эксплуатационных издержек, в которые включаются зарплата эксплуатационного персонала, расходы на текущий ремонт, общестанционные и прочие расходы. Для приближенной оценки норма амортизационных отчислений для ГАЭС может быть принята в размере 2% капиталовложений. В целом постоянные издержки по ГАЭС составляют 2,3—2,5% капиталовложений.

Издержки производства на ГАЭС, зависящие от выработки электроэнергии, определяются затратами электроэнергии на зарядку ГАЭС, которая производится в периоды пониженного электропотребления в энергосистеме, когда часть тепловых электростанций работает с недогрузкой. Увеличение загрузки ТЭС в эти периоды требует существенно меньшего расхода топлива по сравнению с их догрузкой в зоне максимальных мощностей. Например, для агрегата К-300, работающего ночью с нагрузкой 180 МВт, увеличение загрузки связано с дополнительным часовым расходом топлива — 270—300 г услов-

ного топлива на каждый 1 кВт·ч дополнительно выработанной энергии (рис. 1-3), тогда как средний удельный расход топлива на этом агрегате при 5000—6000 ч его использования в год составляет около 340 г. Еще более экономична зарядка ГАЭС от ТЭЦ и АЭС.

В общем виде издержки на ГАЭС по топливу равны:

$$I_{\text{топл}}^{\text{ГАЭС}} = b_{\text{зар}} \mathcal{E}_{\text{зар}}^{\text{ГАЭС}} C_{\text{топл}}, \quad (1-18)$$

где $b_{\text{зар}}$ — расход топлива на 1 кВт·ч потребляемой электроэнергии при зарядке ГАЭС; $\mathcal{E}_{\text{зар}}^{\text{ГАЭС}}$ — потребляемая энергия за год; $C_{\text{топл}}$ — себестоимость добычи и транспорта топлива.

При расчете по ценам на топливо или замыкающим оценкам затраты на топливо для зарядки ГАЭС определяются по формуле

$$I_{\text{топл}}^{\text{ГАЭС}} = b_{\text{зар}} \mathcal{E}_{\text{зар}}^{\text{ГАЭС}} \zeta_{\text{топл}}, \quad (1-19)$$

где $\zeta_{\text{топл}}$ — замыкающая оценка, или цена 1 т условного топлива.

Суммарные затраты в заменяемом варианте $\mathcal{Z}_{\Sigma}^{\text{зам}}$ определяются затратами на сооружение заменяющей мощности $\mathcal{Z}_{\Sigma}^{\text{ГТЭ}}$, топливной базы $\mathcal{Z}_{\text{топл}}^{\text{ГТЭ}}$, сопряженных мероприятий $\mathcal{Z}_{\text{сопр}}^{\text{ГТЭ}}$ по водоснабжению, ирригации и т. п., если при сооружении ГАЭС имеет место эффект и в этих отраслях народного хозяйства, а также затратами, связанными с компенсацией участия ГАЭС в покрытии потребности энергосистемы в реактивной мощности и энергии $\mathcal{Z}_{\text{с.к}}$ и в улучшении режимов ТЭС $\mathcal{Z}_{\text{реж}}$, т. е.

$$\mathcal{Z}_{\Sigma}^{\text{зам}} = \mathcal{Z}_{\Sigma}^{\text{ГТЭ}} + \mathcal{Z}_{\text{топл}}^{\text{ГТЭ}} + \mathcal{Z}_{\text{сопр}}^{\text{ГТЭ}} + \mathcal{Z}_{\text{с.к}} + \mathcal{Z}_{\text{реж}}. \quad (1-20)$$

По современным представлениям удельные капиталовложения в пиковую газотурбинную электростанцию оцениваются в размере 90—100 руб/кВт при постоянных издержках эксплуатации 8,5—9 руб/кВт. Таким образом, расчетные затраты $\mathcal{Z}_{\Sigma}^{\text{ГТЭ}}$ составляют 19—21 руб/кВт [см. формулу (1-4)].

Затраты на топливо для ГТЭС определяются по формуле

$$I_{\text{топл}}^{\text{ГТЭ}} = b^{\text{ГТЭ}} \mathcal{E}^{\text{ГТЭ}} \zeta_{\text{топл}}^{\text{ГТЭ}}, \quad (1-21)$$

где $b^{\text{ГТЭ}}$ — удельный расход топлива, оцениваемый в размере 0,5 кг/(кВт·ч); $\mathcal{E}^{\text{ГТЭ}}$ — годовая выработка электроэнергии; $\zeta_{\text{топл}}^{\text{ГТЭ}}$ — замыкающая оценка 1 т условного топлива, которая с учетом потребления газомазутного топлива принимается несколько большей по сравнению с оценкой топлива в формуле (1-19).

Сопряженные затраты $\mathcal{Z}_{\text{сопр}}^{\text{ГТЭ}}$, так же, как и $\mathcal{Z}_{\text{сопр}}^{\text{ГАЭС}}$, определяются специальным расчетом. Они зависят от схемы присоединения электростанции к энергосистеме (капиталовложения в ли-

нии электропередачи), а в случае комплексного использования ГАЭС для ирригации, водоснабжения и т. п. и от затрат на заменяемые мероприятия, обеспечивающие тот же эффект в варианте ГТЭ.

При использовании агрегатов ГАЭС в режиме потребления или выработки реактивной энергии затраты $Z_{\text{с.к}}$ определяются капиталовложениями и годовыми издержками по синхронным компенсаторам или статическим конденсаторам, компенсирующим этот эффект ГАЭС в заменяемом варианте с ГТЭ. Количество эти затраты зависят от степени удовлетворения потребностей энергосистемы в реактивной мощности и энергии конкретной ГАЭС. Удельные капиталовложения в синхронные компенсаторы оцениваются в размере 10 руб./квар, постоянные издержки эксплуатации — 1 руб./квар.

Последнее слагаемое в формуле (1-20) $Z_{\text{реж}}$, выравнивающее в заменяемом варианте эффект ГАЭС по улучшению режимов работы теплосилового оборудования, как уже отмечалось, можно принять в размере 6 руб. на 1 кВт насосной мощности ГАЭС.

Используя приведенные выше показатели и формулы для расчета эффективности ГАЭС, можно получить обобщенный показатель допустимых капиталовложений в ГАЭС для условий европейской части СССР. Получение такого показателя представляет определенный интерес для суждения о перспективности этого направления развития энергетики и для предварительной оценки эффективности конкретной ГАЭС. Подобные оценки составлялись и ранее [9, 10, 18], однако они учитывали лишь эффект ГАЭС по участию в покрытии пика графика нагрузок, оставляя без внимания улучшение режима работы ТЭС и другие функции гидроаккумулирующих электростанций.

Для оценки допустимых капиталовложений в ГАЭС в центральных районах европейской части СССР по современным представлениям следует принимать затраты на топливо при зарядке ГАЭС 35—40 руб./т условного топлива. Затраты по газомазутному топливу, потребляемому ГТЭ, составят не менее 50—60 руб./т. При стоимости ГТЭ 90—100 руб. на 1 кВт и 1000 ч использования установленной мощности допустимые капиталовложения в ГАЭС с учетом эффекта от улучшения режимов работы базисных КЭС составят 210—220 руб. на 1 кВт установленной мощности ГАЭС. Если учесть, что удельные капиталовложения в намеченные для строительства в этих районах ГАЭС (Загорская, Кайшядорская и др.) оцениваются в 160—170 руб., то следует отметить их высокую экономическую эффективность по сравнению со строительством ГТЭ.

Однако это ни в коей мере не означает, что не следует продолжать всестороннюю работу по дальнейшему снижению удельных стоимостных показателей гидроаккумулирующих электростанций.

В качестве примера ниже приводится расчет экономической эффективности Кайшядорской ГАЭС, сооружаемой в ОЭС Северо-Запада.

Кайшядорская ГАЭС установленной мощностью 1600 МВт в восьми обратимых агрегатах размещается при водохранилище Каунасской ГЭС, которое используется в качестве нижнего аккумулирующего бассейна. Расчетный напор 100 м. Годовая выработка электроэнергии в генераторном режиме 2,4 млрд. кВт·ч, потребление электроэнергии 3,3 млрд. кВт·ч в год. Полезная емкость верхнего аккумулирующего бассейна составляет около 37,5 млн. м³, что обеспечивает использование полной установленной мощности ГАЭС в течение 5,6 ч в сутки.

Капиталовложения в ГАЭС за вычетом стоимости автодорог, линий связи, возвратных сумм от строительного оборудования, коммунально-бытового строительства, не связанного с эксплуатацией ГАЭС, т. е. всего того, что после окончания строительства ГАЭС будет передано в другие отрасли народного хозяйства, оцениваются в 270 млн. руб. Постоянные издержки эксплуатации, включающие амортизационные отчисления, заработную плату эксплуатационного персонала, общестанционные расходы и затраты на ремонт, составили 4,93 млн. руб. в год.

Кайшядорская ГАЭС заменяет строительство газотурбинной электростанции с удельными капиталовложениями 90 руб./кВт. С учетом некоторой разницы в мощности и расходах электроэнергии на собственные нужды, различной аварийности агрегатов и меньших в варианте ГТЭ потерь в линиях электропередачи суммарные капиталовложения в ГТЭ составят около 145 млн. руб. при ежегодных постоянных издержках эксплуатации 13,7 млн. руб.

В проекте ГАЭС учитывалось несколько более благоприятное расположение заменяемых ГТЭ по отношению к потребителям пиковой электроэнергии, вследствие чего затраты на сетевое строительство в варианте ГАЭС ожидаются большими на 1,08 млн. руб. по капиталовложениям и 0,1 млн. руб. по ежегодным издержкам.

На базе верхнего аккумулирующего бассейна Кайшядорской ГАЭС предполагается осуществлять орошение прилегающих сельскохозяйственных земель на площади 8 тыс. га и водоснабжение г. Кайшядорис. В заменяемом варианте потребовалось бы строительство специальной насосной станции с дополнительными затратами по сравнению с вариантом ГАЭС в размере 4,3 млн. руб. по капиталовложениям и 0,5 млн. руб. по ежегодным издержкам.

При зарядке ГАЭС от блочных конденсационных электростанций с относительными приростами расхода топлива в ночной период в пересчете на условное топливо 0,28—0,30 кг/(кВт·ч) годовой расход твердого топлива составит 940 тыс. т. Расчетные затраты на добычу и транспорт топлива в районах Северо-Запада приняты равными 27,6 руб./т. В этих условиях затраты, связанные с расходом электроэнергии на зарядку ГАЭС, составят 29,5 млн. руб.

В свою очередь, газотурбинная электростанция, расходуя в среднем 0,5 кг/(кВт·ч) газомазутного топлива, затратит на выработку пиковой электроэнергии 1210 тыс. т, или более 1 млрд. м³ газа в год. Таким образом, даже в натуральном исчислении ГАЭС будет ежегодно экономить около 270 тыс. т условного топлива. Если учесть большую ценность газомазутного топлива, в стоимостном выражении топливный эффект ГАЭС будет еще более наглядным.

При стоимости газомазутного топлива 31—32 руб./т расчетные затраты $Z_{\text{ГТЭ}}^{\text{топл}}$ составят 38 млн. руб.

Режимные преимущества Кайшядорской ГАЭС по сравнению с ГТЭ, которые выражаются в улучшении режимов работы тепловых электростанций базисного типа, оцениваются экономией расчетных затрат в энергосистеме в размере 6 руб. на 1 кВт насосной мощности. При мощности ГАЭС в насосном режиме 1760 МВт затраты $Z_{\text{реж}}$ [см. формулу (1-20)] составят 10,5 млн. руб. в год.

Для достижения полной экономической сопоставимости все затраты в обоих сравниваемых вариантах развития энергосистемы (с ГАЭС и замещением с ГТЭ) должны быть приведены к одному и тому же году. В результате учета фактора времени [см. формулы (1-3) и (1-4)] менее капиталоемкие варианты с меньшей продолжительностью строительства получают дополнительное преимущество.

Результаты расчета эффективности Кайшядорской ГАЭС, млн. руб., приведены ниже.

Затраты	Вариант ГАЭС	Вариант ГТЭ
На электростанции ($З_{\text{ГАЭС}}$, $З_{\text{ГТЭ}}$) . . .	37,0	31,0
На линии электропередачи ($З_{\text{сопр}}^{\text{ГАЭС}}$) . . .	0,32	—
На водоснабжение и орошение ($З_{\text{сопр}}^{\text{ГТЭ}}$)	—	1,02
На топливо ($З_{\text{топл}}^{\text{ГАЭС}}$, $З_{\text{топл}}^{\text{ГТЭ}}$)	25,9	38,0
Учитывающие режимные преимущества ГАЭС ($З_{\text{реж}}$)	—	10,5
Всего ($З_{\Sigma}^{\text{ГАЭС}}$, $З_{\Sigma}^{\text{ГТЭ}}$)	63,22	80,52
То же с учетом фактора времени ($З_{\Sigma}^{\text{ГАЭС}}$, $З_{\Sigma}^{\text{ГТЭ}}$)	70,1	86,1

Таким образом, расчетные затраты на Кайшядорскую ГАЭС примерно на 17% меньше, чем на ГТЭ. Срок окупаемости дополнительных капиталовложений [см. формулу (1-2)] при использовании тех же данных составит несколько более трех лет.

Анализ отдельных составляющих приведенного расчета экономической эффективности ГАЭС показывает, что затраты, связанные с расходом топливно-энергетических ресурсов, в варианте строительства ГАЭС примерно на одну треть меньше, чем в сопоставляемом варианте с ГТЭ. По абсолютному значению эта экономия затрат на топливо составляет 15% суммарных расчетных затрат на производство пиковой электроэнергии с помощью ГТЭ. Эти цифры подтверждают существенное значение ГАЭС в экономии топлива, в улучшении структуры топливно-энергетического баланса энергетических систем.

Показатель рентабельности Кайшядорской ГАЭС может быть определен как отношение дохода от реализации пиковой энергии у потребителя за вычетом издержек производства на ГАЭС, включающих затраты на топливо при ее зарядке, к капиталовложениям в ГАЭС. При этом в качестве сопутствующих к капиталовложениям и к годовым издержкам по ГАЭС должна быть добавлена часть соответствующих затрат общественного характера, которая учитывает необходимость доведения энергии ГАЭС до потребителя.

При использовании действующих в настоящее время тарифов на электроэнергию в районе размещения ГАЭС коэффициент рентабельности составит 19,2%, т. е. срок возврата капиталовложений в ГАЭС за счет чистого дохода от реализации ее энергии составит 5,2 года.

Как указывалось выше, следует иметь в виду, что подсчитанная таким образом рентабельность ГАЭС не отражает режимных преимуществ, обеспечиваемых работой ГАЭС, использования ГАЭС в качестве оперативного резерва энергосистемы и как источника реактивной мощности и энергии. В этом расчете также не полностью учитывается возросшее за последнее время народнохозяйственное значение использования газомазутного топлива в химии, металлургии и т. п. Поэтому более полно народнохозяйственную эффективность ГАЭС характеризует расчет сравнительной эффективности ГАЭС в сопоставлении с ГТЭ.

Глава вторая

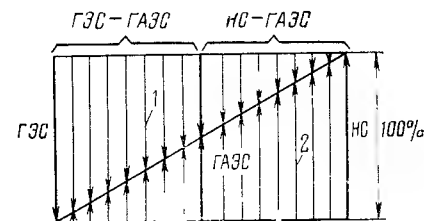
ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ СХЕМЫ ГАЭС

2-1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ

Гидроаккумулирующие электростанции разделяют на ГАЭС чистого аккумулирования и ГАЭС смешанного типа. Последние, в свою очередь, можно разделить на ГЭС — ГАЭС (сочетание

рис. 2-1. Диаграмма соотношения объемов воды, проходящих через агрегаты, для различных типов гидравлических станций.

1 — объем воды, используемый для производства электроэнергии за один рабочий цикл установки; 2 — объем воды, закачиваемый за один рабочий цикл установки. (Потери воды на фильтрацию, испарение не учтены.)



речной и гидроаккумулирующей электростанций) и НС — ГАЭС (сочетание насосной и гидроаккумулирующей станций) (рис. 2-1).

Работа ГАЭС чистого, или простого, аккумулирования, верхний бассейн которых не имеет притока воды,

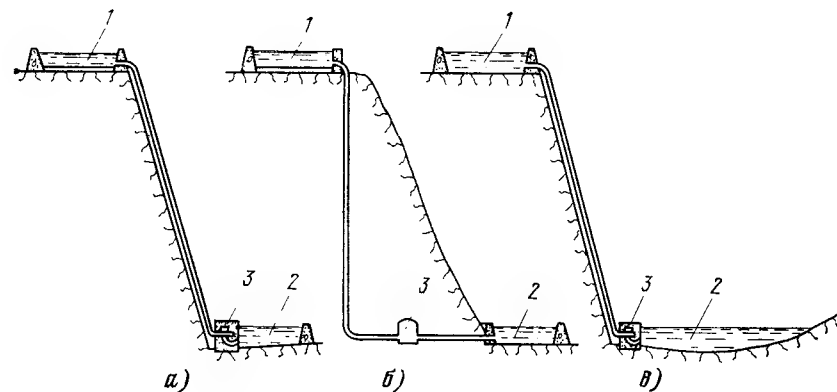


Рис. 2-2. ГАЭС чистого аккумулирования.

а — с искусственными верхним и нижним бассейнами и наземным расположением сооружений; б — то же с подземным расположением сооружений; в — с использованием существующего водоема в качестве нижнего бассейна; 1 — верхний бассейн; 2 — нижний бассейн; 3 — ГАЭС.

происходит на одном и том же объеме воды, перекачиваемом из нижнего бассейна и срабатываемом в турбинном режиме из верхнего бассейна в нижний (рис. 2-2). Лишь небольшие потери воды происходят в результате испарения и инфильтрации.

Энергия, необходимая для зарядки ГАЭС чистого аккумулялирования, может быть определена по формуле (1-10).

Определение суммарного к. п. д. ГАЭС наглядно иллюстрируется на примере графического построения энергобаланса ГАЭС (рис. 2-3) [77].

К ГАЭС чистого аккумулялирования относятся Загорская (1200 МВт), Маркерсбах (ГДР, 1050 МВт), Лаго-Делио (Италия, 1040 МВт), Вианден I и II (Люксембург, 1100 МВт), Ладдингтон (США, 1872 МВт), Хорнберг (ФРГ, 992 МВт), Агехара (Япония, 1088 МВт).

Когда в верхний бассейн имеется приток воды и ГАЭС может работать в турбинном режиме не только за счет насосной

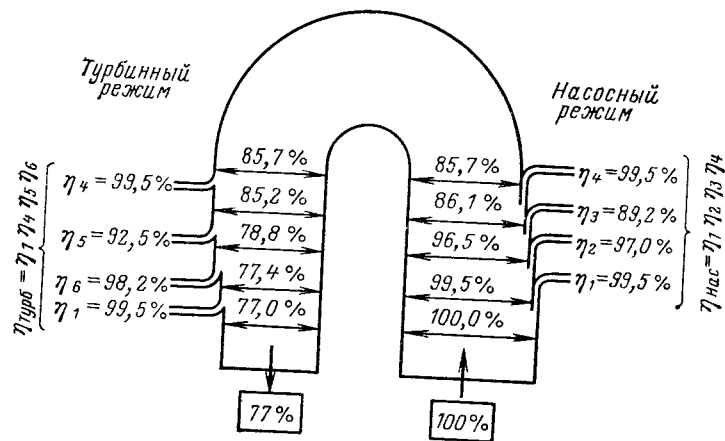


Рис. 2-3. Диаграмма к. п. д. ГАЭС.

η_т — к. п. д. трансформатора; η_д — к. п. д. двигателя; η_н — к. п. д. насоса; η_г — к. п. д. водовода; η_т — к. п. д. турбины; η_г — к. п. д. генератора.

подкачки, но и на естественном стоке, такие установки представляют собой соединение обычной ГЭС и ГАЭС и называются ГАЭС смешанного типа, или ГЭС — ГАЭС (рис. 2-4).

Возможность сочетания в одном сооружении ГЭС и ГАЭС представляет особый интерес для условий европейской части СССР, где построен ряд каскадов на крупных реках. Соотношение энергии, потребляемой ГАЭС смешанного типа, и энергии, вырабатываемой установкой, зависит от приточности, продолжительности работы и соотношения мощностей в насосном и турбинном режимах.

К ГАЭС смешанного типа можно отнести Константиновскую ГЭС — ГАЭС на р. Южный Буг (проект) мощностью 400 МВт, а за рубежом Синтойоне (Япония, 1125 МВт), Ла Кош (Франция, 320 МВт).

В некоторых случаях ГАЭС смешанного типа могут действовать при неполной высоте подкачки (рис. 2-5). При этом забор воды насосами может осуществляться не из нижнего

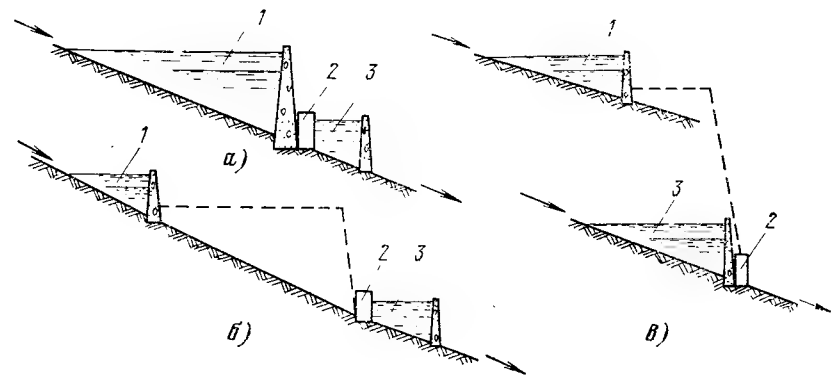


Рис. 2-4. ГАЭС смешанного типа.

а — плотинная; б — деривационная; в — в схеме переброски стока; 1 — верхний бассейн; 2 — ГЭС — ГАЭС; 3 — нижний бассейн.

бассейна ГАЭС, а из водотока или водоема, расположенных на более высоких отметках. Такие установки обычно применяются в схемах переброски стока. Характерным для них является раздельное расположение насосной станции и гидроэлектростанции (четырёхмашинная схема ГАЭС — см. § 2-2).

На строящейся в Швеции ГЭС — ГАЭС Юктон мощностью 320 МВт, использующей разность уровней 46—47 м между водохранилищами Сторюктон на р. Юктон и Сторумман на р. Юм, применена схема подкачки перебрасываемой воды в аккумулирующий бассейн Блайксён, расположенный на 205—230 м выше водохранилища Сторюктон.

Обычно ГАЭС смешанного типа представляют собой обширные гидротехнические комплексы, включающие многочисленные водохранилища, туннели, насосные станции и т. д. Подобные схемы распространены в альпийских странах Европы, входят

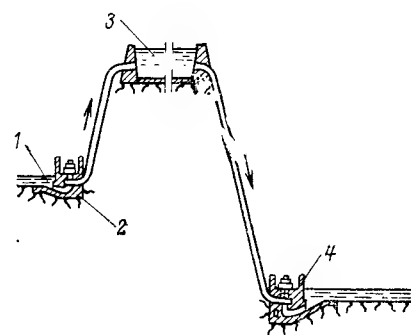


Рис. 2-5. ГАЭС с неполной высотой подкачки.

1 — водохранилище; 2 — насосная станция; 3 — аккумулирующий бассейн; 4 — ГЭС.

в состав ирригационно-энергетической системы Сноуи Маунтинс в Австралии, Калифорнийской водохозяйственной и энергетической системы в США и др.

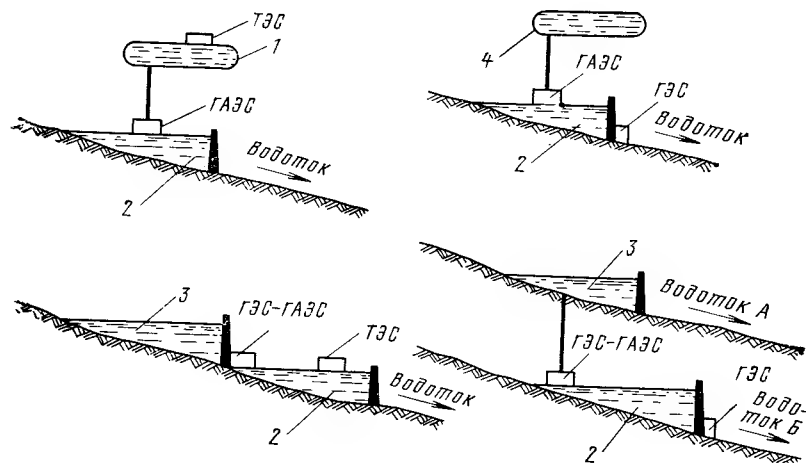


Рис. 2-6. Схемы энергетических комплексов, включающих ГАЭС.

1 — верхний бассейн (пруд-охладитель); 2 — нижний бассейн (водохранилище); 3 — верхний бассейн (водохранилище); 4 — верхний бассейн.

Особый интерес представляют ГАЭС смешанного типа в составе энергетических комплексов, включающих наряду с гидравлическими тепловые или атомные электростанции (рис. 2-6). При-

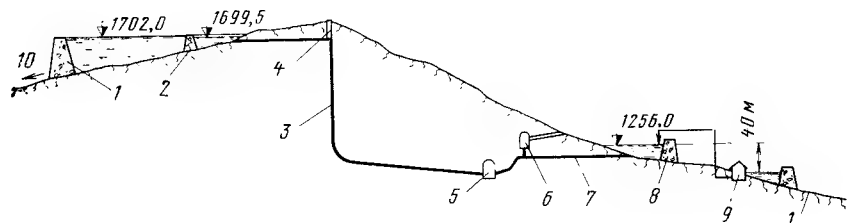


Рис. 2-7. НС—ГАЭС Дрейкенсберг (ЮАР).

1 — плотина Стеркфонтейн; 2 — плотина Дриклуф; 3 — верховые туннельные водоводы (две нитки длиной по 3 км); 4 — верховые уравнивательные шахты диаметром 13,2 м; 5 — подземный мазал ГАЭС; 6 — две низовые уравнивательные шахты диаметром по 18 м; 7 — низовой туннельный водовод длиной 1,4 км; 8 — плотина Килберн; 9 — НС Джегерсраст; 10 — выпуск в бассейн р. Ваал; 11 — подводящий канал.

мером такого решения может явиться строящийся Южно-Украинский энергетический комплекс, включающий из гидроэнергетических объектов Константиновскую ГЭС — ГАЭС, остропиковую Ташлыкскую ГЭС мощностью 1800 МВт и насосную станцию, потребляющую мощность 200 МВт (см. § 1-1).

ГАЭС смешанного типа, объединяющие насосную и гидроаккумулирующую станции НС — ГАЭС, могут использоваться в составе ирригационно-энергетических комплексов.

Строящаяся в ЮАР НС — ГАЭС Дрейкенсберг входит в гидротехническую систему Тугела — Ваал, которая предназначена для переброски 345 млн. м³ стока р. Тугела (бассейн Индийского океана) в р. Ваал (бассейн Атлантического океана). На этой переброске сооружается подземная ГАЭС с четырьмя обратимыми гидромашинами мощностью по 250 МВт в турбинном режиме. Максимальный напор НС — ГАЭС 463 м в турбинном и 473 м в насосном режиме (рис. 2-7).

2-2. ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ СХЕМЫ ГИДРОСИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

По количеству машин различают четырех-, трех- и двухмашинную схему агрегатов ГАЭС (рис. 2-8).

Четырехмашинные схемы (рис. 2-8, а) превосходят остальные по количеству оборудования и требуют соответственно

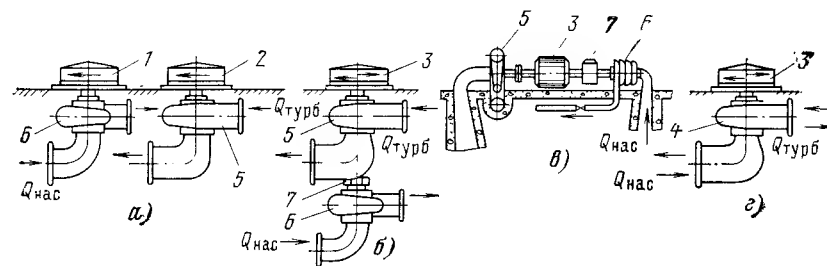


Рис. 2-8. Схемы гидросилового оборудования ГАЭС.

а — четырехмашинная; б — трехмашинная с вертикальными агрегатами; в — то же с горизонтальными агрегатами; г — двухмашинная; 1 — электродвигатель; 2 — генератор; 3 — обратимая электрическая машина; 4 — обратимая гидромашина; 5 — гидротурбина; 6 — насос; 7 — муфта сцепления.

больших объемов машинных залов, подводящих и отводящих водоводов и т. д. Подобные схемы могут рассматриваться главным образом только при раздельном расположении насосной и турбинной частей установки. Так, Ташлыкская ГЭС и насосная станция Южно-Украинского энергетического комплекса являются по существу общей гидроаккумулирующей установкой, работающей по четырехмашинной схеме. В остальных случаях четырехмашинные схемы, как правило, не применяются и вытеснены значительно более рациональными трех- и двухмашинными схемами.

Трехмашинная схема имеет общий двигатель-генератор, турбину и насос (рис. 2-8, б). Трехмашинные агрегаты могут изготавливаться как с горизонтальным, так и с вертикальным валом.

Они оборудуются либо ковшовыми, либо радиально-осевыми гидротурбинами и центробежными одно- и многоступенчатыми насосами.

Трехмашинная схема до недавнего времени была наиболее распространенной. Преимущества этой схемы: возможность подбора турбины и насоса с наиболее благоприятными энергетическими показателями; совмещение электрических машин в единый обратимый двигатель-генератор, что не связано со значительными конструктивными осложнениями; неизменность направления вращения, что облегчает смену режимов и упрощает конструкцию подпятника.

Недостатком трехмашинной схемы является высокая стоимость (по сравнению с двухмашинной) из-за наличия двух отдельных гидравлических машин (турбины и насоса) с индивидуальным подводом и отводом воды, а также отдельными запорными устройствами.

Кроме того, если в состав трехмашинного гидроагрегата входит вертикальная турбина ковшового типа, работающая в безнапорном режиме, и многоступенчатый центробежный насос, требующий значительного заглубления, то это может привести к необходимости устройства высоких машинных залов, что при их подземном расположении связано со значительными трудностями. Так, на ГАЭС Лаго-Делио (Италия), где установлены трехмашинные агрегаты с вертикальными ковшовыми турбинами, высота подземной выработки составила 60 м. Для уменьшения деформаций стен выработки потребовалось выполнение специальных мероприятий.

Для уменьшения общей высоты зданий ГАЭС в некоторых случаях прибегают к установке так называемых бустерных насосов, которые обеспечивают необходимый пьезометрический напор на всасе центробежного насоса. Применение радиально-осевых турбин вместо ковшовых также приводит к более экономичному решению здания, поскольку значительная положительная высота отсасывания улучшает работу радиально-осевых турбин. Примером такой компоновки является ГАЭС Вальдек II (ФРГ).

Вертикальные размеры здания ГАЭС еще более сокращаются при трехмашинной схеме оборудования с горизонтальными агрегатами (рис. 2-8, в), однако при этом возрастает длина машинного зала. Так, на ГАЭС Вианден I (Люксембург) для установки 9 горизонтальных агрегатов общей мощностью 900 МВт на напор 290 м потребовался подземный машинный зал длиной 326 м.

Двухмашинную схему оборудования, при которой на ГАЭС устанавливаются гидроагрегаты, состоящие каждый из обратимой гидромашины (насосотурбины) и реверсивной электромашины, следует считать наиболее совершенной и экономичной (рис. 2-8, г). Как правило, двухмашинные обратимые агрегаты имеют вертикальное расположение вала. Работа в турбинном и насосном режимах происходит при противоположном направле-

нии вращения. Применение обратимых гидроагрегатов, исключая (по сравнению с трехмашинными) из состава оборудования турбину с ее трубопроводами и муфтой, существенно уменьшает объем строительных работ по зданию ГАЭС и упро-

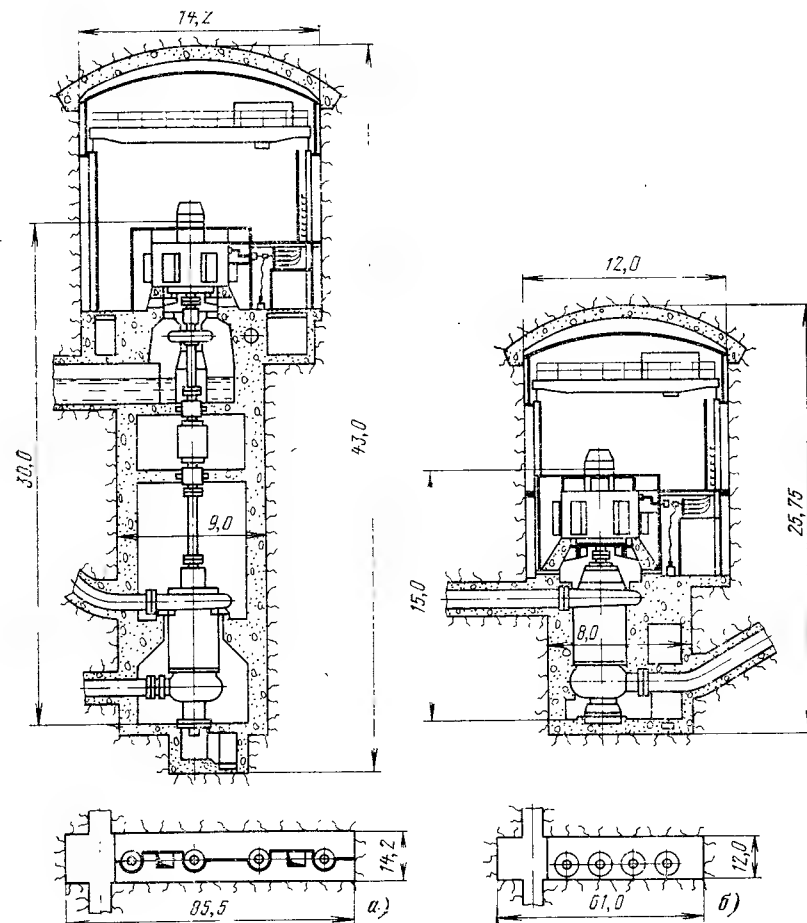


Рис. 2-9. Сопоставление габаритов подземного машинного зала ГАЭС Ла Кош (Франция) при трехмашинной (а) и двухмашинной (б) схемах. Объемы скальной выемки соответственно составляют 34,7 и 15,2 тыс. м³.

щает конструктивную схему ГАЭС. Хотя стоимость обратимой гидромашины на 40—50% выше стоимости обычной гидротурбины тех же параметров и к. п. д. несколько снижается при работе в обоих режимах (см. § 5-1), общая стоимость ГАЭС при применении обратимых агрегатов существенно ниже.

В зависимости от диапазона используемых напоров обратимая гидромашина может быть поворотно-лопастной, радиально-осевой или диагональной. Обратимые гидроагрегаты изготавливаются на напоры до 930 м (ГАЭС Ла Кош, Франция, четыре агрегата общей мощностью 320 МВт). Имеются проектные разработки еще более высоконапорных обратимых агрегатов.

Значительно меньшая металлоемкость двухмашинной схемы по сравнению с трехмашинной, более простая эксплуатация, меньшие габариты машинных залов будут способствовать более широкому внедрению ГАЭС с двухмашинной схемой.

На рис. 2-9 приведено сопоставление габаритов машинного зала ГАЭС Ла Кош для различных вариантов гидросилового оборудования.

2-3. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ЦИКЛОВ АККУМУЛИРОВАНИЯ ГАЭС

По продолжительности цикла аккумуляирования ГАЭС подразделяются на ГАЭС суточного, недельного и сезонного регулирования.

В ГАЭС суточного регулирования наполнение и сброска бассейна происходят в течение суток.

Продолжительность использования ГАЭС в суточном режиме (продолжительность периода зарядки и разрядки) определяется технико-экономическим расчетом. Ориентировочная продолжительность работы ГАЭС в турбинном режиме составляет 4—5 ч, а в насосном 6—8 ч в сутки. Вместе с тем полезная емкость бассейнов (10 млн. м³) ГАЭС Лаго-Делио (Италия) обеспечивает работу ГАЭС в турбинном режиме в течение 17 ч, а ГАЭС Рэкун Маунтин (США) в течение 20 ч. Это вызвано стремлением использовать энергию воды, аккумуляированной в верхнем бассейне ГАЭС, в качестве резерва энергетической системы.

В некоторых случаях на суточный цикл может накладываться недельный цикл аккумуляирования (см. § 1-2), что требует обычно значительного увеличения емкости бассейнов.

ГАЭС сезонного аккумуляирования закачивают воду в аккумуляирующие бассейны в сезон малого энергопотребления или при наличии избыточных водных ресурсов (обычно летом).

Применение ГАЭС с длительным циклом регулирования может быть целесообразным в энергосистемах, в которых преобладают малозарегулированные ГЭС, а также в составе комплексных водохозяйственных схем. Для условий СССР пока не выявлены экономические предпосылки для создания ГАЭС сезонного регулирования.

2-4. КОМПОНОВКИ ОСНОВНЫХ СООРУЖЕНИЙ И КЛАССИФИКАЦИЯ ГАЭС ПО НАПОРАМ

Взаимное расположение основных сооружений ГАЭС определяет различные компоновочные решения. Эти компоновки могут различаться по расположению здания ГАЭС (наземное, подземное и полуподземное) и водоводов (наземное и подземное), по использованию в качестве верхнего и нижнего бассейнов естественных (а также ранее созданных искусственных) водоемов или специально создаваемых водохранилищ, по схеме создания напора установки (плотинная, деривационная и смешанная), по расположению бассейнов ГАЭС (поверхностное или подземное). В зависимости от природных факторов, строительно-хозяйственных условий, требований энергосистем и т. д. в различных странах выработались характерные традиционные компоновочные решения ГАЭС. Так, в Швейцарии и Австрии распространены сложные деривационные схемы, включающие переброски стока и обычно высоконапорные ГАЭС смешанного типа (ГЭС—ГАЭС). В Японии в последние годы получают распространение мощные ГЭС—ГАЭС, расположенные в каскаде на одной реке или с переброской стока из смежного бассейна с напорами от 200 до 600 м. В США строятся преимущественно ГАЭС чистого аккумуляирования с напорами от 100 до 500 м, а также устанавливаются дополнительные обратимые гидроагрегаты на действующих гидроэлектростанциях речных каскадов. В ФРГ, Великобритании, Испании, ГДР, ПНР, Люксембурге также преобладают ГАЭС чистого аккумуляирования с напорами 200—300 м и более.

По напорам ГАЭС можно условно разделить на низконапорные (до 60—80 м), средненапорные (от 80 до 200—250 м) и высоконапорные (свыше 250 м).

Напор ГАЭС существенно влияет на технико-экономические показатели, поскольку он определяет (при равной мощности и продолжительности цикла работы установки) объем используемой воды и, следовательно, полезные объемы бассейнов, диаметры водоводов, габариты оборудования и машинных залов¹.

Низконапорные ГАЭС в СССР проектируются главным образом как ГАЭС смешанного типа (Константиновская, Унижская, Переволокская ГЭС—ГАЭС и др.).

Минимальные напоры, используемые для целей гидроаккумуляирования, не превышают нескольких метров и имеют место на

¹ Следует иметь в виду, что напор ГАЭС (так же как и напор ГЭС) является величиной переменной и зависит от положения уровней в бассейнах, гидравлических потерь, определяемых для каждой конкретной ГАЭС расходами воды, и от режима работы ГАЭС: в турбинном режиме гидравлические потери вычитаются из напора, а в насосном — суммируются с ним. В книге, если это не оговорено, указан максимальный статический напор ГАЭС, соответствующий заполнению верхнего и опорожнению нижнего бассейна.

приливных электростанциях (ПЭС Ранс во Франции мощностью 240 МВт и Кислогубская ПЭС в СССР).

Максимальные напоры ГАЭС превышают 1400 м (ГАЭС Сан-Фиорано в Италии).

Глава третья

КОМПОНОВочНЫЕ РЕШЕНИЯ ГАЭС

3-1. КОМПОНОВКИ С ИСКУССТВЕННО СОЗДАННЫМИ БАССЕЙНАМИ НА ПОВЕРХНОСТИ ЗЕМЛИ

Выбор расположения верхнего бассейна во многом зависит от его основных параметров: полезной емкости и площади акватории. Эти параметры рассматриваются и выбираются на основании технико-экономического сопоставления вариантов.

Полезный объем бассейна ГАЭС чистого аккумулирования может определяться в зависимости от установленной мощности или суточной выработки электроэнергии по формуле (1-11).

Средняя площадь акватории бассейна $F_{\text{ср}}$ связана с глубиной его сработки ΔH и полезным объемом $V_{\text{ГАЭС}}$ зависимостью

$$F_{\text{ср}} = \frac{V_{\text{ГАЭС}}}{\Delta H}. \quad (3-1)$$

Глубина сработки ΔH определяется энергоэкономическим расчетом.

Для ГАЭС смешанного типа емкость бассейнов (водохранилищ) следует определять как сумму емкостей водохранилищ ГЭС и ГАЭС, при этом вторая составляющая в большинстве случаев во много раз меньше первой.

Верхние бассейны ГАЭС чистого аккумулирования целесообразно создавать на участках территории с относительно ровным рельефом. Бассейны обычно сооружают в полувьемках-полунасыпях, что является экономически наиболее эффективным. Плановое очертание бассейнов по возможности должно быть близким к окружности, поскольку это сокращает периметр бассейна и снижает его стоимость за счет уменьшения объемов насыпи, укрепления откосов, дренажных устройств и т. д. (рис. 3-1).

Верхние бассейны также могут быть созданы путем устройства дамбы, перегораживающей естественную долину, и при наличии на дне этой долины водотока ГАЭС превращается в ГЭС — ГАЭС.

Нижние бассейны ГАЭС образуются обычно путем устройства плотин на небольших водотоках. Создание специальных бас-

сейнов на крупных водотоках, как правило, не рационально, поскольку это требует строительства водосбросных устройств, рассчитанных на пропуск высоких паводковых расходов.

Использование долин малых рек для нижних бассейнов ГАЭС, в свою очередь, может вызвать трудности из-за значительной крутизны склонов долин, опасности их переработки и т. д.

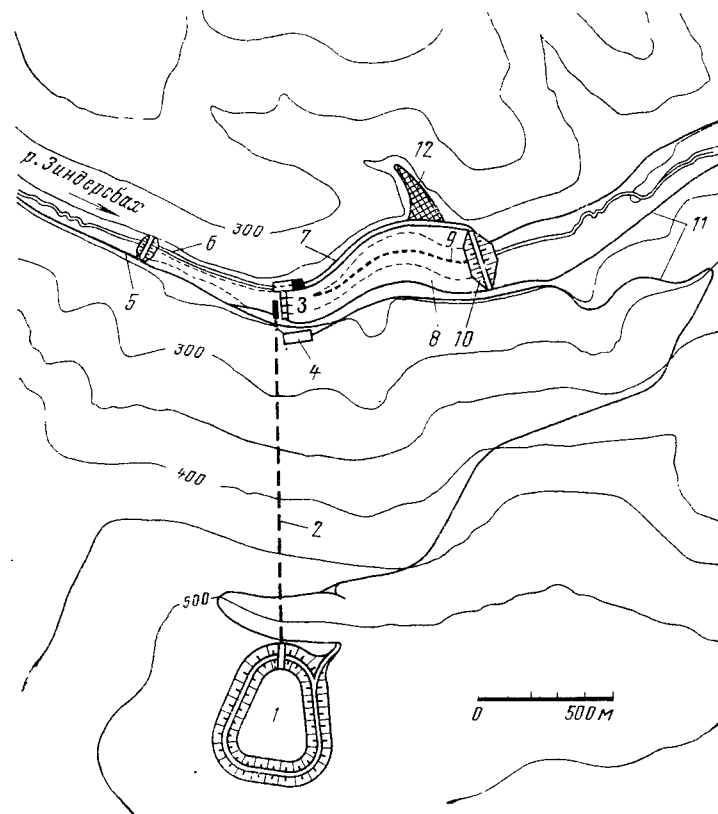


Рис. 3-1. Схематический план ГАЭС Лангенпроцельтен (ФРГ).

1 — верхний бассейн; 2 — высоконапорный подводный водовод; 3 — здание ГАЭС; 4 — ОРУ; 5 — плотина Шепфкопф; 6 — железобетонный лоток; 7 — ограждающая дамба; 8 — нижний бассейн; 9 — смотровая галерея; 10 — плотина нижнего бассейна; 11 — автотрасса; 12 — насыпь.

В образующихся на малых реках узких водохранилищах возникают неблагоприятные гидравлические явления при растекании потоков воды, идущих от ГАЭС при работе в турбинном режиме.

При сооружении нижних бассейнов на реках, несущих значительное количество наносов, следует определить срок возможного заиления образуемого водохранилища; проанализировать возможность частичной перекачки взвешенных наносов в верхний

бассейн. Если по топографическим условиям здание ГАЭС располагается вблизи хвостовой части нижнего бассейна, которая заливается в первую очередь (например, Терепля-Рикская ГАЭС), то следует рассмотреть целесообразность перекачки наносов средствами гидромеханизации в зону мертвого объема, прилегающую к плотине.

Имеются примеры создания искусственных нижних бассейнов в стороне от основного водотока. Так, нижний бассейн ГАЭС Ко-Труа-Пон (Бельгия) мощностью 830 МВт при напоре 275 м образован двумя дамбами, перегораживающими старицу р. Амблев (рис. 3-2).

Интересное решение принято в схеме ГАЭС Монтезума в США. ГАЭС строится в горах Сиерра Эстрелла (штат Аризона) в районе, где отсутствуют поверхностные водотоки. Верхний бассейн ГАЭС объемом 4,3 млн. м³ создается на вершине горы во впадине, замыкаемой каменно-земляной плотиной, а нижний бассейн объемом 5,6 млн. м³ — у подножия горы путем обвалования. Вода для работы ГАЭС будет подаваться в бассейны из подземных водоисточников.

Создание искусственных водоемов сопряжено, как правило, с необходимостью отчуждения значительных территорий. Поэтому при выборе компоновочного решения сооружений ГАЭС особенно важно обратить внимание на мероприятия, способствующие сокращению площади проектируемых бассейнов (повышение напора ГАЭС, сокращение длины ограждающих дамб и их ширины, использование существующих водоемов и др.).

Как следует из формулы (1-11), полезный объем аккумулирующего бассейна ГАЭС обратно пропорционален напору. В свою очередь глубина сработки уровня бассейна зависит от напора и составляет в среднем 6—10% его величины. Таким образом, формулу (3-1) можно представить с некоторым приближением в следующем виде:

$$F_{\text{ср}} = \frac{367,23 \frac{\text{ГАЭС}}{\text{сут}}}{(0,06 \pm 0,1) \bar{H}_{\text{турб}}^{\text{ГАЭС}} \eta_{\text{ГАЭС}}} \quad (3-2)$$

Поскольку площади обоих бассейнов при прочих равных условиях обратно пропорциональны среднему напору ГАЭС в квадрате, увеличение напора является действенным средством снижения этой площади и повышения эффективности установки в целом.

Если водопроводящие сооружения ГАЭС (трубопроводы) размещены на поверхности земли на склоне речной долины, то здание ГАЭС находится у подножия этого склона. Компоновочное решение сооружений в данном случае во многом зависит от геологического строения склона, его устойчивости, от геотехнических показателей грунтов, слагающих борта и дно долины. Относительно крутые естественные склоны речных долин в пределах площадок, благоприятных для сооружения ГАЭС (т. е. при

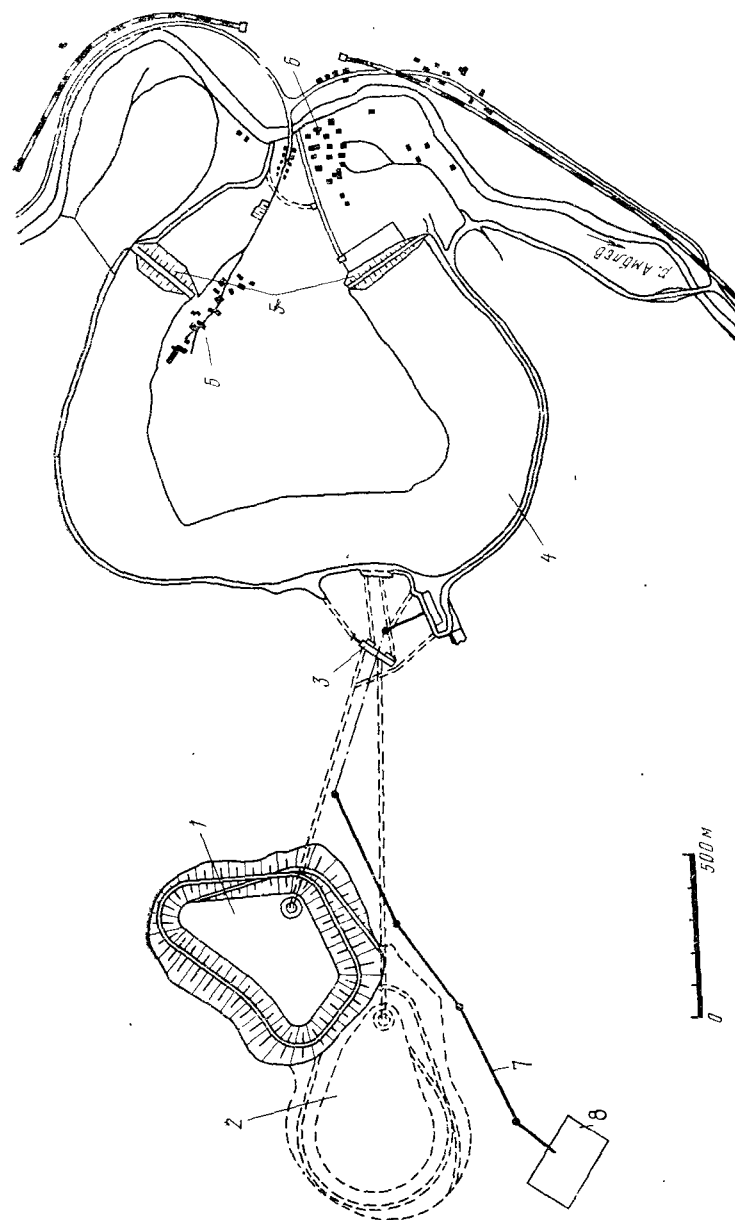


Рис. 3-2. Схематический план ГАЭС Ко-Труа-Пон (Бельгия).
1 — верхний бассейн; 2 — площадка для расширения верхнего бассейна; 3 — подземный машинный зал; 4 — нижний бассейн; 5 — дамбы; 6 — селение; 7 — трасса ВЛ; 8 — ОРУ.

резких перепадах уровней поверхности земли), обычно находятся в состоянии предельного равновесия или близки к этому состоянию. Всякие подрезки склона, дополнительное увлажнение за счет фильтрации из верхнего бассейна могут вызвать оползневые явления. Особенно опасны в этом отношении береговые склоны долин крупных рек европейской части СССР. Поэтому при устройстве искусственных верхних бассейнов особенно важны их надежная гидроизоляция и дренажные мероприятия по периметру бассейна и по прилегающему участку склона.

Если позволяют геологические условия, целесообразно рассмотреть возможность подземного расположения водопроводящих устройств, что обеспечивает сохранность естественных условий склонов долин. При этом здание ГАЭС может располагаться на поверхности, в подземной выработке, в траншее или в отдельных колодцах (см. § 3-3).

3-2. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ВОДОЕМОВ В КАЧЕСТВЕ БАССЕЙНОВ ГАЭС

На сооружение верхних бассейнов затрачивается до 30% стоимости строительно-монтажных работ по возведению основных сооружений. Поэтому использование существующих водоемов в качестве верхних бассейнов может существенно улучшить технико-экономические показатели ГАЭС в целом.

Использование существующих водоемов в качестве нижних бассейнов дает меньший экономический эффект (до 10%), однако оно также может представить значительный интерес.

Существующие водоемы в качестве верхних бассейнов ГАЭС чистого аккумулярования используются редко и лишь при наличии высоко расположенного озера или водохранилища (ГАЭС Фойерс в Великобритании, Лаго-Делио в Италии и др.). Для обеспе-

чения необходимого объема аккумулярования необходимо создание для таких водоемов дополнительного подпора.

Наиболее часто существующий водоем можно использовать в качестве верхнего бассейна на речном каскаде гидроэлектростанций в связи с требованиями энергетической системы об ус-

ройстве ГАЭС на одной из его ступеней. Тогда создаваемая ГАЭС использует, как правило, существующие водохранилища и не нуждается в дополнительном устройстве бассейнов. Примером является проект Переволокской ГЭС — ГАЭС на Волге, использующей в качестве верхнего бассейна водохранилище Волжской ГЭС имени В. И. Ленина, а в качестве нижнего — водохранилище Саратовской ГЭС (рис. 3-3).

Установленная мощность Переволокской ГЭС — ГАЭС намечается равной 2450 МВт. Из 21 агрегата 6 агрегатов общей мощностью в турбинном режиме 450 МВт будут обратимыми.

Строительство Переволокской ГЭС — ГАЭС позволит улучшить санитарные условия на участке Самарской Луки, находящемся в зоне подпора Саратовской ГЭС. Работа обратимых агрегатов в часы провала графика нагрузки

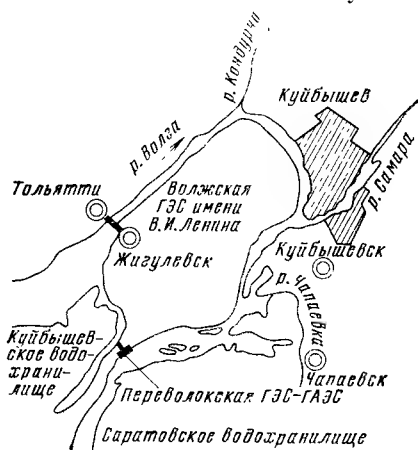


Рис. 3-3. Схематический план Переволокской ГЭС—ГАЭС (проект).

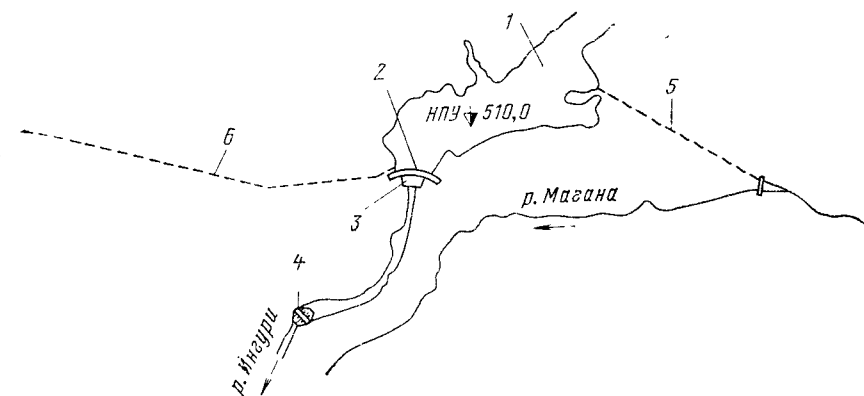


Рис. 3-4. Схематический план Ингурской ГЭС—ГАЭС (проект).

1 — водохранилище Ингурской ГЭС; 2 — арочная плотина; 3 — приплотинное здание ГЭС—ГАЭС; 4 — земляная плотина; 5 — туннель переброски р. Магана; 6 — напорная деривация Ингурской ГЭС.

обеспечит создание водообмена по Самарской Луке, в том числе и в ночные часы, когда турбины Волжской ГЭС имени В. И. Ленина могут быть остановлены.

Важным положительным фактором при использовании существующих водоемов для целей гидроаккумуляции является повышение турбулентности водного потока при прохождении его через агрегаты ГАЭС и как следствие повышение аэрации и самоочищающей способности водотока.

Использовать искусственный водоем в качестве верхнего бассейна предполагается на Ингурской ГЭС — ГАЭС. Эта ГЭС — ГАЭС будет использовать напор, создаваемый Ингурской арочной плотиной высотой 271,5 м, и явится промежуточной установкой в общей схеме деривационного комплекса Ингурской ГЭС.

До возникновения идеи устройства Ингурской ГАЭС создаваемое плотинной водохранилище предназначалось только для сезонного регулирования

стока р. Ингури. При этом весь сток должен был отводиться из водохранилища по деривационному туннелю. Обводнение нижнего течения р. Ингури предполагалось осуществить исключительно за счет р. Маганы, впадающей в р. Ингури ниже створа арочной плотины. Сток р. Маганы в энергетических целях не использовался. Осуществление гидроаккумулирования и создаваемая, таким образом, постоянная гидравлическая связь между верхним и нижним бьефами арочной плотины позволяют перебросить в водохранилище сток р. Маганы. Попуск этого стока в нижний бьеф Ингурской плотины даст дополнительный энергетический эффект на агрегатах Ингурской ГАЭС, превращая ее таким образом в ГЭС — ГАЭС (рис. 3-4).

Необходимая емкость нижнего бассейна образуется земляной плотинной высотой около 50 м в 3 км ниже створа арочной плотины. Для подачи воды к агрегатам ГАЭС потребуются лишь короткие водоводы. Водоприемник ГАЭС совмещается с глубинными отверстиями для сброса максимальных расходов.

В здании ГАЭС предусмотрена установка трех обратимых агрегатов общей мощностью 750 МВт и двух агрегатов прямого действия общей мощностью 456 МВт. Относительно высокий напор Ингурской ГЭС — ГАЭС, наличие прочного скального основания здания ГАЭС, отсутствие необходимости сооружения длинных водоводов, ничтожный объем затоплений при создании нижнего бассейна создали предпосылки для весьма низких удельных капиталовложений на 1 кВт установленной мощности.

Одной из эффективных схем деривационных гидроэлектростанций могут явиться переброски стока, использующие естественную разность уровней смежных речных долин. При наличии в составе таких схем водохранилищ появляется возможность создания на их базе верхних аккумулирующих бассейнов ГАЭС.

В Закарпатье первоначально предполагалось построить Терепля-Рикскую ГАЭС мощностью около 1500 МВт при существующей ГЭС того же названия, использующей перепад 212 м между долинами рек Терепля и Рика, с водохранилищем на р. Терепля (рис. 3-5). При этом в обжитом районе потребовалось бы создать достаточно емкое водохранилище на р. Рике, образующее нижний бассейн. Параллельно существующему туннелю Терепля-Рикской ГЭС предполагалось построить три других длиной около 3 км каждый.

В новом варианте предлагается использовать для целей гидроаккумулирования значительно больший напор (свыше 500 м). Существующее Терепля-Рикское водохранилище будет использовано не в качестве верхнего, а в качестве нижнего бассейна. Верхний бассейн полезной емкостью 4,4 млн. м³ намечено расположить на водоразделе между реками Терепля и Рика. Площадка, занимаемая этим бассейном, не представляет хозяйственной ценности. Из-за повышения напора ГАЭС в 2,5 раза снижается амплитуда колебания уровня воды в Терепля-Рикском водохранилище, берега которого сложены малоустойчивыми породами карпатского флиша (песчаниками, алевролитами, аргиллитами). Первоочередная Терепля-Рикская ГАЭС намечается мощностью около 1400 МВт. Мощность Терепля-Рикской ГАЭС, которая должна строиться во вторую очередь, в связи с наличием двух верхних бассейнов (водораздельного и Терепля-Рикского) может возрасти до 2000 МВт.

Использование существующих водоемов в качестве нижних бассейнов встречается наиболее часто. Примерами являются проектируемая Кайшядорская ГАЭС мощностью 1600 МВт, использующая водохранилище Каунасской ГЭС, ГАЭС Ладдингтон в США мощностью 1872 МВт (оз. Мичиган), проектируемая в Венгрии ГАЭС Предикалосек мощностью 1200 МВт (р. Дунай) и др. Разрабатываются проекты ГАЭС, использующих морскую акваторию в качестве нижнего бассейна и работающих на морской воде.

Создание ГАЭС на берегу существующих водохранилищ имеет ряд особенностей. Сооружение глубоких котлованов в этих условиях может быть сопряжено с определенными трудностями. Значительные дополнительные объемы работ могут потребоваться в случае глубоких сезонных сработок водохранилища. Поэтому в благоприятных геологических условиях заслуживает внимания подземное расположение ГАЭС.

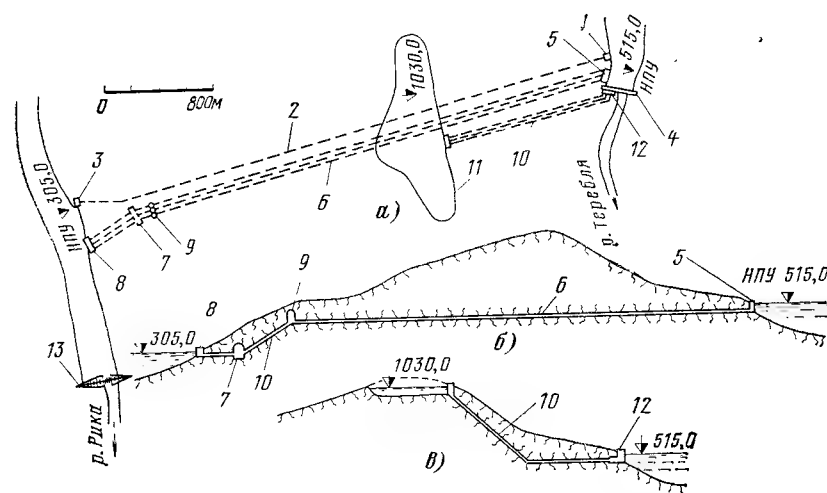


Рис. 3-5. Терепля-Рикская и Терепля-Рикская ГАЭС (проект).

а — план; б — разрез по напорному тракту Терепля-Рикской ГАЭС; в — то же Терепля-Рикской ГАЭС; 1 — водоприемник Терепля-Рикской ГЭС; 2 — деривационный туннель ГЭС; 3 — здание ГЭС; 4 — плотина; 5 — водоприемник Терепля-Рикской ГАЭС; 6 — подводящие низконапорные туннели ГАЭС; 7 — подземный машинный зал ГАЭС; 8 — водовыпуск ГАЭС; 9 — уравнивательные резервуары ГАЭС; 10 — подводящие высоконапорные туннели ГАЭС; 11 — верхний бассейн Терепля-Рикской ГАЭС; 12 — здание Терепля-Рикской ГАЭС; 13 — проектируемые плотина и Березовская ГЭС.

В некоторых случаях ГАЭС располагают на относительно небольших контррегулирующих водохранилищах, предназначенных для выравнивания турбинных расходов речных гидроэлектростанций в суточном разрезе (Днестровская ГАЭС).

При использовании водохранилища в качестве нижнего бассейна ГАЭС можно обеспечить необходимое заглубление агрегатов ГАЭС без устройства глубокого котлована и подземного машинного зала, если имеется возможность разместить здание ГАЭС вблизи низового откоса существующей плотины (проект Терепля-Рикской ГАЭС, см. рис. 4-33).

На НС — ГАЭС Дрейкенсберг (см. рис. 2-7) верхний бассейн образуется путем отделения каменнонабросной плотинной Дрик-луф от водохранилища ирригационного назначения Стеркфонтейн. При этом уровень последнего срабатывается в режиме сезонного регулирования на 24 м (1702—1678 м), в то время как

уровень верхнего бассейна ГАЭС с недельным регулированием сбрасывается на 19,5 м между отметками 1699,5 и 1680,0 м. Соответственно полезный объем водохранилища Стеркфонтейн составляет 2656 млн. м³, а бассейна Дриклуф 26 млн. м³.

3-3. КОМПОНОВКИ С ПОДЗЕМНЫМ ИЛИ ПОЛУПОДЗЕМНЫМ РАСПОЛОЖЕНИЕМ ЗДАНИЙ ГАЭС

Подземное и полуподземное расположение зданий ГАЭС обычно связано с туннельными подводящими (отводящими) водоводами. Такие компоновки получают в настоящее время все более широкое распространение. Этому способствуют следующие преимущества подземного и полуподземного расположения зданий ГАЭС по сравнению с их наземным размещением:

- повышение энергетических показателей за счет снижения потерь напора и улучшения работы агрегатов в переходных режимах благодаря сокращению длины подводящих водоводов, а также за счет возможности установки наиболее совершенного гидросилового оборудования, отличающегося значительным заглублением под уровень нижнего бьефа по условиям кавитации;
- возможность более свободного выбора планового размещения сооружений;

- максимальное сохранение естественного ландшафта и сокращение площади отчуждаемых земель;

- снижение эксплуатационных расходов из-за большей долговечности подземных сооружений, в особенности водоводов, по сравнению с открытыми стальными трубопроводами;

- исключение необходимости в защите зданий ГАЭС и водоводов от лавин, камнепадов, а также от других воздействий.

Подземное расположение основных сооружений ГАЭС связано, однако, с рядом осложнений при их строительстве и эксплуатации:

- требуется проведение особо тщательной геологической разведки, так как неточные данные по инженерно-геологическим условиям могут привести к значительным непредвиденным затратам;

- подземные строительно-монтажные работы требуют рабочей силы высокой квалификации;

- необходимость создания нормальных условий для эксплуатационного персонала (вентиляция, освещение, кондиционирование воздуха) приводит к некоторому увеличению стоимости эксплуатации подземных ГАЭС.

Каждый из водоводов, соединяющих агрегаты ГАЭС с верхним и нижним бассейнами, в зависимости от режима работы ГАЭС может быть подводящим или отводящим. Ниже все водоводы будут именоваться по их работе при турбинном режиме ГАЭС: водоводы между верхним бассейном и агрегатами

ГАЭС — подводящими, а между ГАЭС и нижним бассейном — отводящими.

По условиям гидравлического режима и обеспечения минимума гидравлических потерь трасса водоводов, как правило, выбирается кратчайшей. Однако по условиям производства подземных работ в некоторых случаях отступают от вышеуказанного правила.

Отводящий туннель выполняется обычно напорным. Только при установке на ГАЭС ковшовых турбин этот тракт (или часть его) должен быть безнапорным¹. Напорный режим отводящих водоводов целесообразен также из-за значительных колебаний уровней воды, которые часто имеют место в нижних бассейнах ГАЭС.

При выборе положения машинного зала следует учесть, что стоимость 1 м длины отводящего низконапорного туннеля обычно существенно ниже соответствующей стоимости высоконапорного подводящего туннеля. Поэтому целесообразно приближать подземный машинный зал к верхнему бассейну, насколько это возможно, по эксплуатационным и строительным условиям.

Окончательное положение машинного зала выбирается в результате технико-экономического сопоставления с учетом геологических факторов, условий эксплуатации, размещения повысительных трансформаторов и т. д.

Так, при выборе трассы подземного водовода ГАЭС Вальдек II (ФРГ) было рассмотрено пять вариантов трассировки водовода между ГАЭС и верхним бассейном. Характерно, что на ГАЭС Вальдек I, построенной в 30-х годах, применена наземная трассировка водоводов, в то время как на современной ГАЭС Вальдек II водоводы и машинный зал находятся под землей. Выбор трассы водовода производился в увязке с выбором расположения подземного машинного зала. При этом учитывались гидравлические условия (в частности, необходимость устройства уравнильного резервуара) и другие факторы (рис. 3-6).

На ГАЭС Рэккун Маунтин в США (рис. 3-7) в составе подводящего водовода имеются вертикальная шахта и горизонтальный участок, соединяющиеся коленом.

На ГАЭС (преимущественно смешанного типа) с протяженными туннелями участок туннеля, примыкающий к верхнему бассейну, трассируется таким образом, что он воспринимает минимально возможный гидростатический напор. Низконапорный участок обычно заканчивается уравнильным резервуаром, за которым следует вертикальный или крутонаклонный высоконапорный участок подводящего тракта.

¹ Новейшие конструкции активных турбин позволяют переходить на напорную схему отвода воды, что достигается подачей сжатого воздуха под герметический кожух рабочего колеса.

Если по топографическим и геологическим условиям верхний бассейн может быть расположен достаточно близко от здания ГАЭС, то от устройства низконапорного участка водовода можно отказаться. Критерием выбора трассы водовода является экономичность проектного решения (см. § 4-3). Основное направление подвода (отвода) воды к агрегатам ГАЭС в плане может осуществляться под различными углами: от 0 до 90°. В зависимости от

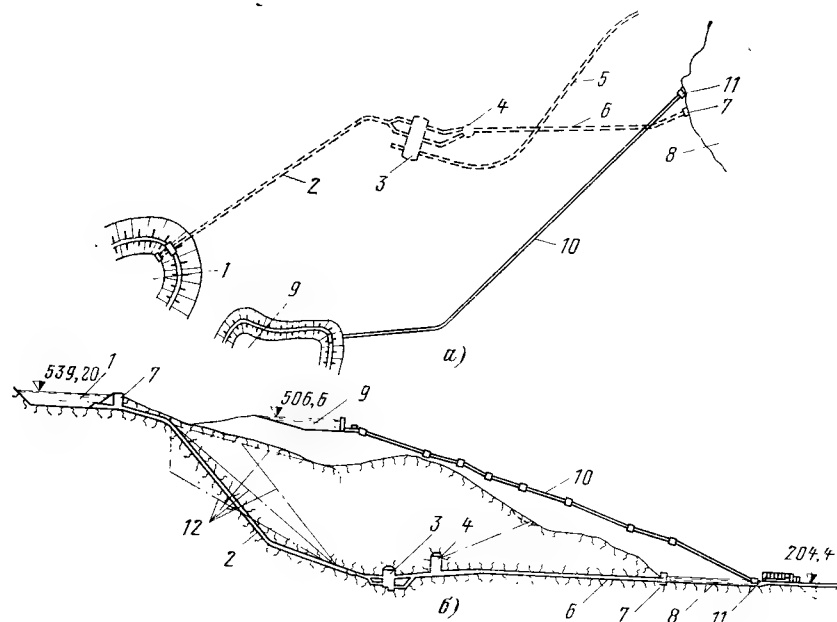


Рис. 3-6. ГАЭС Вальдек (ФРГ).

а — план; б — совмещенный продольный разрез по напорным трактам; 1 — верхний бассейн ГАЭС Вальдек II; 2 — подводящий высоконапорный туннель; 3 — машинный зал ГАЭС Вальдек II; 4 — уравнильный резервуар; 5 — транспортный туннель; 6 — отводящий туннель; 7 — водовыпуск-водоприемник; 8 — нижний бассейн; 9 — верхний бассейн ГАЭС Вальдек I; 10 — подводящий водовод ГАЭС I; 11 — здание ГАЭС Вальдек I; 12 — варианты трассировки подводящего туннеля ГАЭС Вальдек II.

направления подвода (отвода) и схем оборудования ГАЭС (двух-, трех или четырехмашинной) выполняются различные системы разилок водоводов (рис. 3-8). Возможны также различные комбинации приведенных схем.

Существенное значение для размещения подземного машинного зала ГАЭС имеет схема выдачи (подачи) мощности станции. Расположение трансформаторов под землей связано со значительными капиталовложениями. Поэтому на ГАЭС Ревэн (Франция) с подземным машинным залом, находящимся на глубине 100 м от дневной поверхности, принята наружная установка трансформаторов, соединенных шинпроводами с двига-

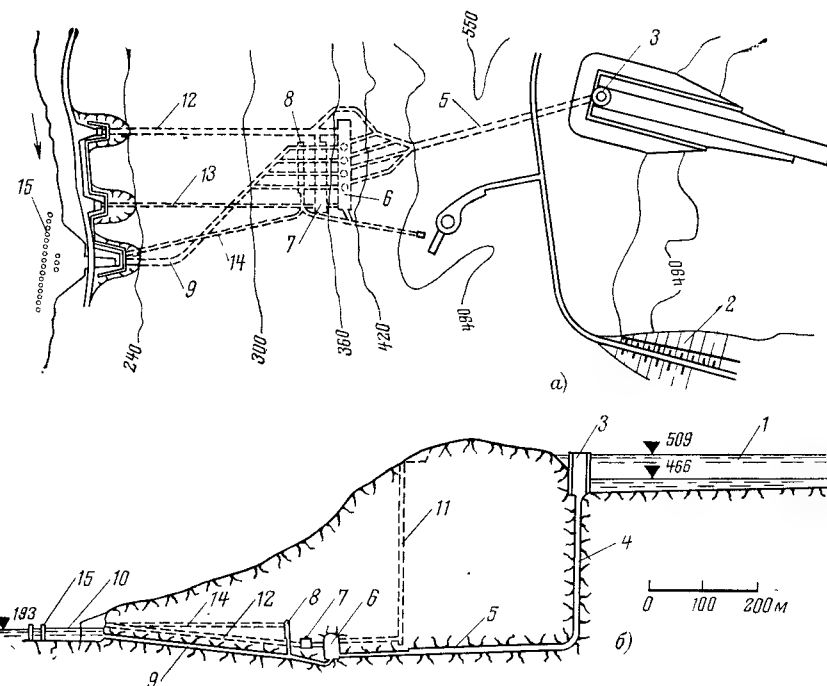


Рис. 3-7. ГАЭС Рэкун Маунтин (США).

а — план сооружений; б — разрез по водоводам; 1 — верхний бассейн; 2 — дамба; 3 — водоприемник; 4 — шахтный водовод; 5 — подводящий туннель; 6 — машинный зал; 7 — помещение трансформаторов; 8 — уравнильный резервуар; 9 — отводящий туннель; 10 — нижний бассейн; 11 — кабельная и транспортная шахта; 12 — главный транспортный туннель; 13 — вентиляционный и аварийный транспортный туннель; 14 — подходный туннель к уравнильному резервуару; 15 — гасители.

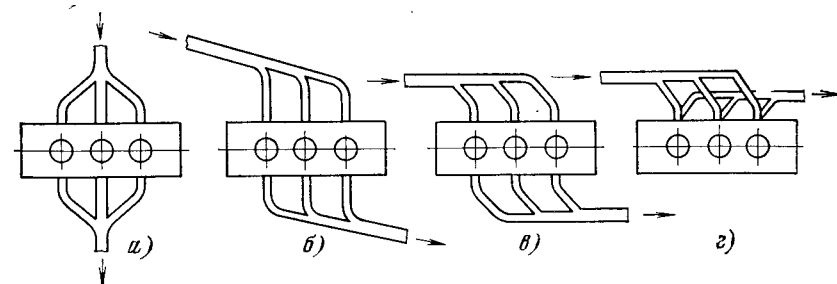


Рис. 3-8. Схемы подвода (отвода) воды к агрегатам подземной ГАЭС.

а — фронтальный; б — наклонный; в — боковой; г — односторонний. Стрелки показывают направление течения воды в турбинном режиме.

Рис. 3-9. ГАЭС Ревэн (Франция).

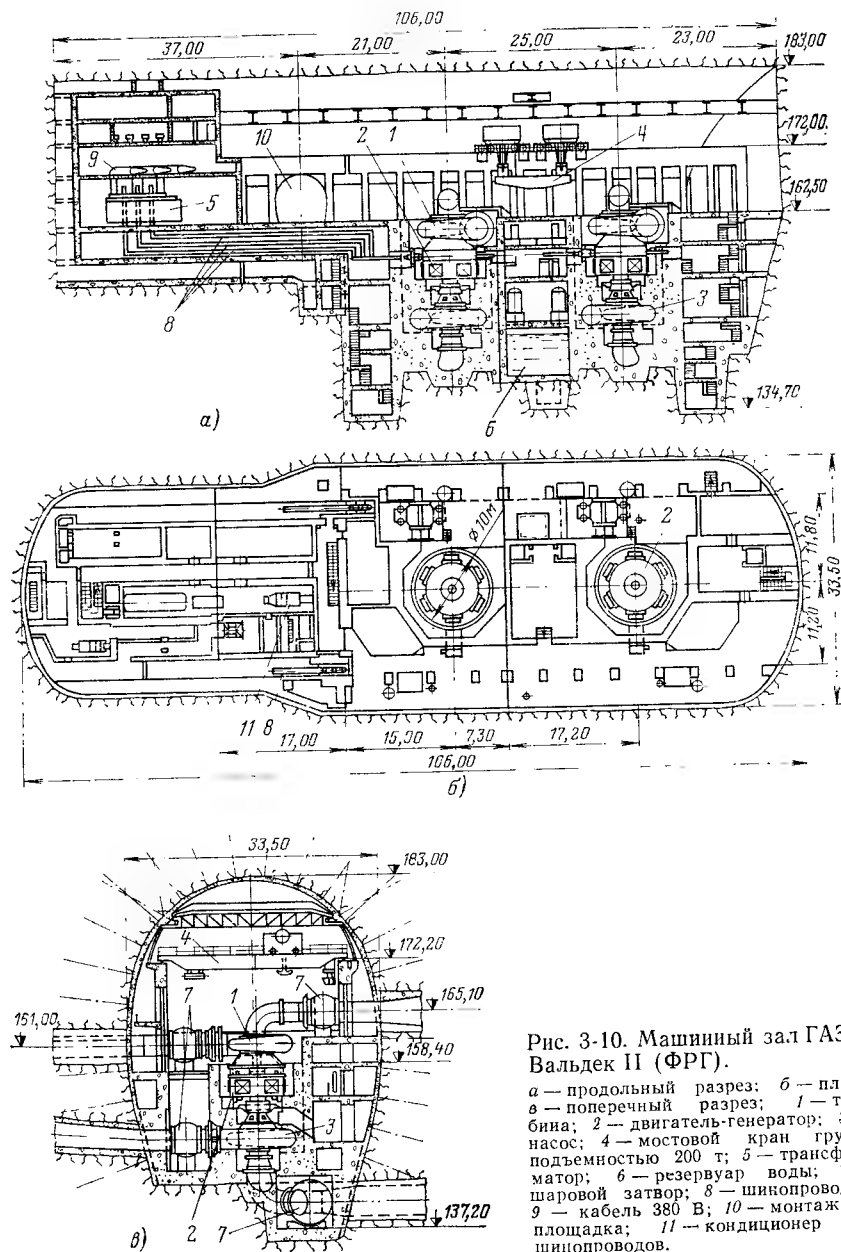
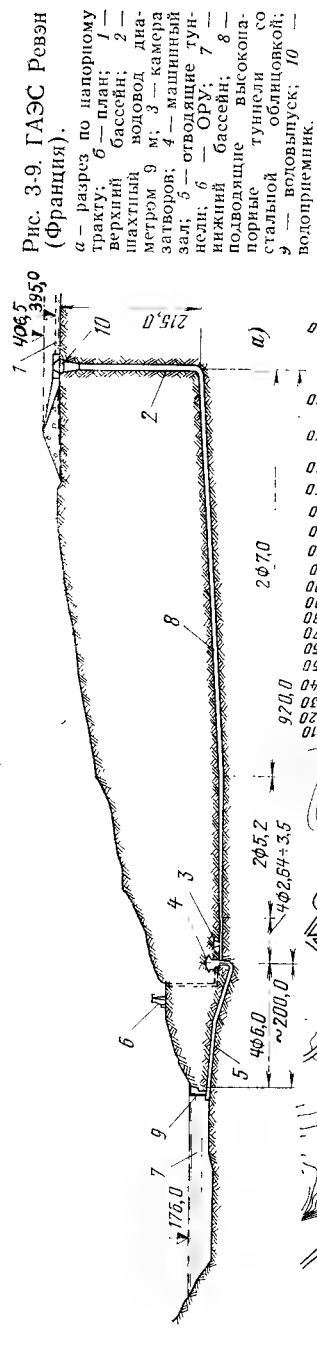


Рис. 3-10. Машинный зал ГАЭС Вальдек II (ФРГ).

а — продольный разрез; б — план; а — поперечный разрез; 1 — турбина; 2 — двигатель-генератор; 3 — насос; 4 — мостовой кран грузоподъемностью 200 т; 5 — трансформатор; 6 — резервуар воды; 7 — шаровой затвор; 8 — шиннопроводы; 9 — кабель 380 В; 10 — монтажная площадка; 11 — кондиционер для шиннопроводов.

телями-генераторами ГАЭС (рис. 3-9). На других станциях (например, Рэкун Маунтин) трансформаторы установлены в отдельной подземной выработке.

Возможно также совмещение этой выработки с помещением для затворов на отводящем тракте. На ГАЭС Вальдек II и неко-

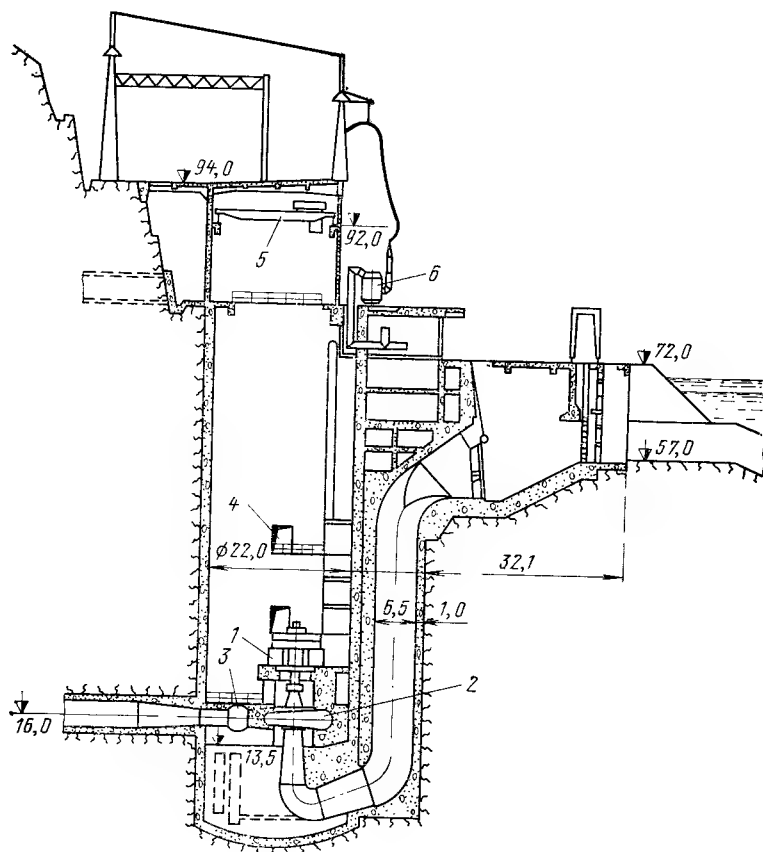


Рис. 3-11. Здание ГАЭС Джердап III (Югославия, проект).

1 — двигатель-генератор; 2 — обратная гидромашина; 3 — шаровой затвор; 4 — проемы, соединяющие агрегатные шахты; 5 — Мостовой кран; 6 — трансформатор.

торых других станциях трансформаторы установлены в общей выработке с гидросиловым оборудованием (рис. 3-10).

Весьма перспективными для установки на подземных ГАЭС могут быть высоковольтные двигатели-генераторы, являющиеся модификацией высоковольтных генераторов, разработанных впервые в СССР [7]. Применение высоковольтных двигателей-генераторов позволит существенно сократить объем подземных выломок.

Для улучшения напряженного состояния скального массива возможно так называемое кустовое расположение гидроагрегатов, при котором машинный зал имеет круглое в плане очертание с купольным перекрытием.

Поскольку разработка крупных подземных полостей для машинных залов и помещений трансформаторов сопряжена со значительными затратами и в некоторых случаях затруднена по геологическим условиям, в последние годы в ряде стран построены ГАЭС полуподземного типа.

При полуподземных компоновках ГАЭС агрегаты могут устанавливаться в ряд (ГАЭС Лангенпроцельтен), или в отдельных колодцах (ГАЭС Джердап III, рис. 3-11), или в общем колодце большого диаметра с кустовым расположением. Встречаются также одноагрегатные ГАЭС полуподземного типа.

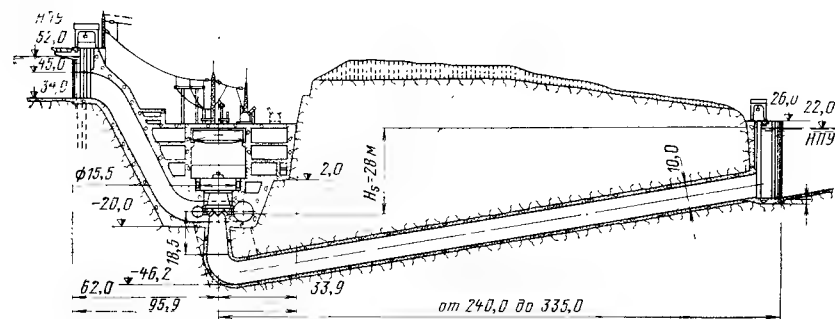


Рис. 3-12. Днепроvская ГАЭС (проектные проработки).

Примером проектной проработки полуподземной компоновки ГАЭС является Днепроvская ГАЭС (ДнепроГЭС III). Эта станция сможет использовать напор, создаваемый плотиной Днепроvской ГЭС имени В. И. Ленина. Верхним бассейном ГАЭС будет служить водохранилище этой гидроэлектростанции, а нижним — водохранилище Каховской ГЭС. Водоприемник ГАЭС предполагается соединить с аванкамерой ГЭС реверсивным каналом (рис. 3-12).

3-4. КОМПОНОВКИ С ПОДЗЕМНЫМИ БАССЕЙНАМИ

Впервые проект ГАЭС с подземным расположением нижнего бассейна был предложен шведскими инженерами на VII Мировой энергетической конференции в 1968 г. В настоящее время имеются предложения о строительстве ГАЭС такого типа в Канаде и США.

Устройство искусственных нижних бассейнов на большой глубине может быть оправдано тогда, когда отсутствуют естественные перепады рельефа, необходимые для создания эффективных ГАЭС, и имеются благоприятные геологические условия для устройства крупных подземных сооружений. Как показывает

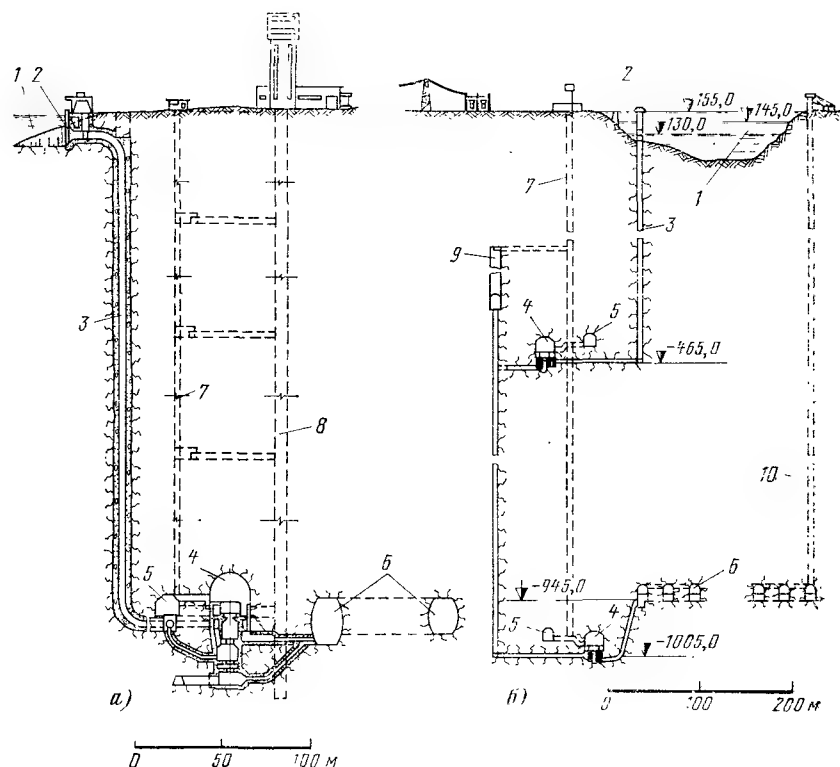


Рис. 3-13. Компонировка ГАЭС с подземным расположением нижнего бассейна.

а — одноступенчатая установка с оборудованием по трехмашинной схеме; *б* — двухступенчатая схема; 1 — верхний бассейн; 2 — водоприемник; 3 — шахтный водовод; 4 — машинный зал; 5 — помещение трансформаторов; 6 — нижний бассейн; 7 — шахта для выдачи мощности; 8 — транспортная шахта; 9 — промежуточный бассейн; 10 — вентиляционная и строительная шахта.

анализ стоимости ГАЭС мощностью 1000 МВт при наземном и подземном расположении нижних бассейнов, последние более эффективны, если напор ГАЭС примерно в 3 раза превышает напор сравнимого наземного варианта [81] (см. рис. 7-7).

Принципиальное компоновочное решение ГАЭС с подземными бассейнами может быть выполнено по одноступенчатой (рис. 3-13, *а*), двухступенчатой (рис. 3-13, *б*) и многоступенчатой схеме.

При современном уровне гидромашиностроения практически всегда можно ориентироваться на одноступенчатую схему, так как уже созданы обратимые гидроагрегаты на напоры до 930 м, а трехмашинные и четырехмашинные схемы оборудования позволяют использовать напоры до 1500 м.

Исходя из условий напряженного состояния горных пород, предельно возможной глубиной заложения ГАЭС с подземным бассейном в настоящее время следует считать 1200—1300 м. При этом надо иметь в виду, что подземные бассейны будут располагаться в прочных породах и, несмотря на значительные размеры (оптимальное сечение примерно 20×30 м), не потребуются устройство бетонной обделки.

В течение последних лет проводятся исследования по созданию ГАЭС с подземными бассейнами мощностью 1000—1200 МВт при напорах 1000—1500 м в европейской части СССР [33]. Наиболее благоприятными для строительства таких ГАЭС признаны районы к северо-западу от Ленинграда, где кристаллические породы Балтийского щита, в основном граниты, наиболее близки к поверхности; районы Белоруссии южнее г. Минска; район близ г. Запорожье (граниты Украинского щита), районы Воронежской области и др.

Благодаря тому, что при сооружении серии ГАЭС с подземным бассейном напор может приниматься стандартным, имеется возможность полной типизации таких ГАЭС в части оборудования, конструкций и методов производства строительно-монтажных работ. Поскольку оптимальный напор ГАЭС с подземным бассейном в 10 раз и более превышает возможный напор ГАЭС с открытыми бассейнами в центральных и северо-западных районах европейской части СССР, размеры отчуждения земель для создания их поверхностных (верхних) бассейнов соответственно значительно меньше, чем для ГАЭС обычного типа.

Глава четвертая

КОНСТРУКЦИИ И КОМПОНОВКИ СООРУЖЕНИЙ

4-1. ВЕРХНИЕ БАССЕЙНЫ

Верхние бассейны ГАЭС, аккумулирующие энергию в виде потенциальной энергии некоторого объема воды, могут характеризоваться ее величиной, выраженной в киловатт-часах. Запас энергии в верхнем бассейне может быть определен по формуле (1-10).

Верхние бассейны ГАЭС сооружаются либо на всю проектную мощность станции, либо по очередям. В последнем случае

представляет интерес секционирование бассейна, обеспечивающее возможность его ремонта без полной остановки ГАЭС. При расположении водоприемника в теле разделительной дамбы

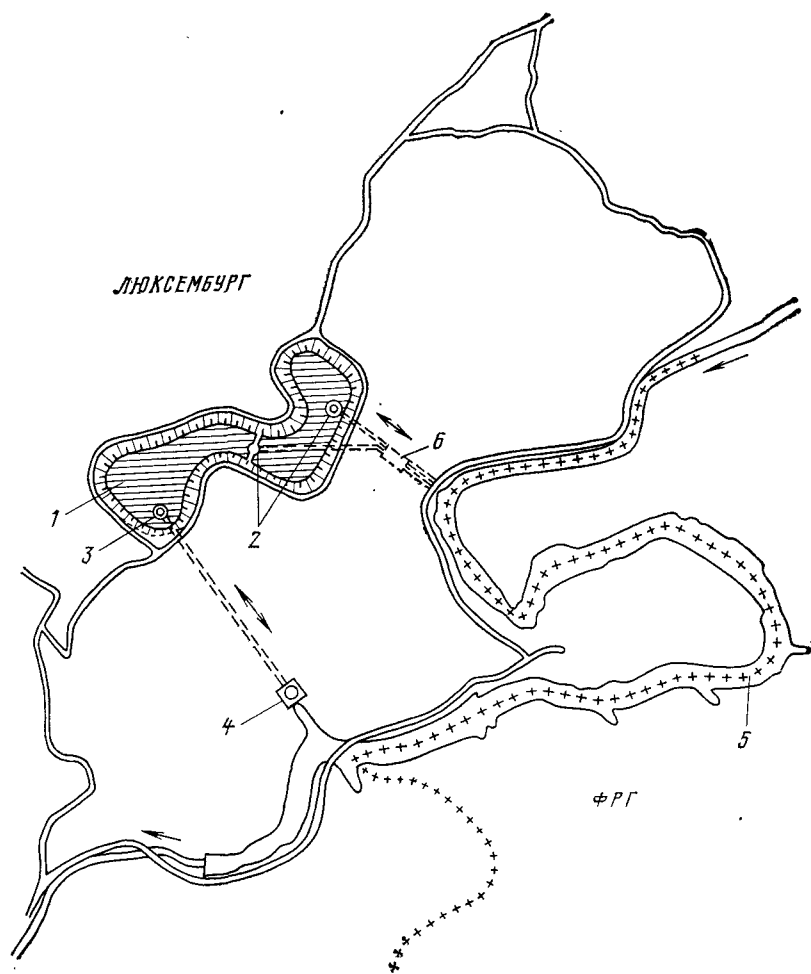


Рис. 4-1. Схематический план ГАЭС Вианден (Люксембург).

1 — верхний бассейн; 2 — водоприемники ГАЭС Вианден I; 3 — водоприемник ГАЭС Вианден II; 4 — ГАЭС Вианден II (10-й агрегат); 5 — нижний бассейн; 6 — ГАЭС Вианден I.

между секциями бассейна (рис. 4-1) возможны еще более гибкие режимы эксплуатации.

Особенностью бассейнов ГАЭС, отличающей их от других водохранилищ, является интенсивный режим сработок и наполнений.

В наиболее напряженном режиме работают верхние бассейны ГАЭС с суточным циклом аккумулярования. Нижние бассейны находятся обычно в лучших условиях, так как их опорожнение осуществляется за более длинный период ночного провала графика.

Если для верхних бассейнов используются существующие водоемы, то устойчивость береговых склонов и откосов грунтовых плотин, образующих эти водоемы, должна быть проверена на условия быстрого опорожнения. В некоторых случаях для повышения устойчивости склонов могут потребоваться их уположение, создание контрбанкетов или другие мероприятия.

В Японии при строительстве ГАЭС смешанного типа часто создаются значительные по объему водохранилища в речных долинах и при этом строятся крупные подпорные сооружения. Так, на ГЭС—ГАЭС Синтойоне верхний бассейн образован арочной плотиной высотой 116,5 м на р. Онью [75]. Верхний бассейн ГЭС—ГАЭС Такасагава на р. Такасае образован грунтовой плотиной высотой 176 м. Полная емкость водохранилища 76,2 млн. м³, полезная при глубине сработки 10 м — 16,2 млн. м³ [64].

Искусственные верхние бассейны ГАЭС чистого аккумулярования образуются обычно в полувыемке-полунасыпи. Устройство дамб из привозных материалов, как правило, неэкономично.

Для возведения ограждающих дамб высотой, не превышающей 20—25 м, можно применять практически любые грунты, не содержащие органических примесей.

В некоторых случаях для устройства ограждающих дамб целесообразно использовать материал из выемки под траншеи водоводов ГАЭС. Этот вопрос решается путем анализа баланса грунтов, на основе экономических расчетов.

Выемки под верхние бассейны могут осуществляться в скальных или рыхлых грунтах.

Поскольку верхние бассейны ГАЭС размещаются на плато или возвышенностях, скальные породы, залегающие на этих площадках, покрыты, как правило, мощным плащом почвы и делювия, под которым находится элювированная зона скалы, сильно разрушенная процессом выветривания. Поэтому определяющими при выборе заложения откосов являются физико-механические свойства грунтов этой зоны.

Так, граниты, слагающие основание верхнего бассейна ГАЭС Торло Хилл (Ирландия), покрыты четырехметровой толщей частично разложившегося торфа. При строительстве бассейна 550 тыс. м³ этого материала было вывезено в отвал. Залегающая под ним частично элювированная толща гранита была использована для отсыпки дамб [36].

При наличии скальных пород в основании бассейна насыпи, образующие бассейны, обычно выполняются однородной конструкции из горной массы. При этом в насыпь допускаются

камни размером 50—60 см. Заложение откосов в выемке и насыпи принимается обычно одинаковым в пределах от 1:1,5 до 1:3.

Создание верхнего бассейна Тереплинской ГАЭС в полувыемке-полунасыпи потребовало бы экскавации около 16 млн. м³ преимущественно скального грунта при полезном объеме бассейна 4,4 млн. м³. Поэтому были рассмотрены варианты с ограждением бассейна железобетонной стенкой с наружными контрфорсами (рис. 4-2).

В отечественной практике наиболее часто встречается необходимость устройства верхних бассейнов на нескальных основаниях (Киевская, Загорская, Кайшядорская, Днестровская, Ленинградская ГАЭС и др.). Тело ограждающих дамб образуется при этом, как правило, из грунтов полезных выемок. Заложение откосов определяется геотехническими показателями грунтов основания и тела дамб.

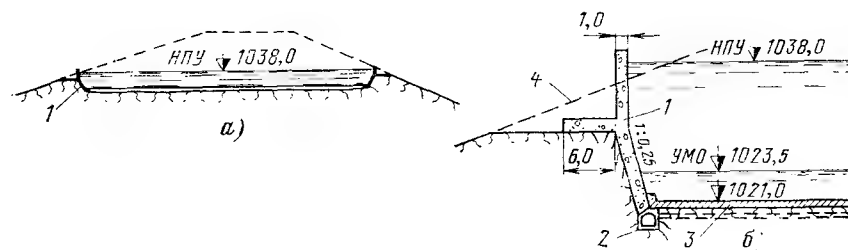


Рис. 4-2. Вариант конструкции верхнего бассейна Тереплинской ГАЭС.

а — разрез по бассейну; б — деталь устройства борта; 1 — железобетонная стенка; 2 — дренаж; 3 — асфальтобетонное покрытие дна; 4 — естественная поверхность.

Важнейшее значение для обеспечения надежности сооружений верхнего бассейна, а также устойчивости прилегающих склонов и откосов имеют противofильтрационные и дренажные устройства. Противofильтрационные устройства могут выполняться в виде элементов сооружений верхнего бассейна (покрытия, диафрагмы, дрены и т. п.) либо в виде отдельных сооружений (дренажные системы склонов и др.) как из грунтовых (суглинков, глин), так и из искусственных материалов (бетон, асфальтобетон, пластмассы).

Водонепроницаемость донной части бассейнов может быть обеспечена следующими способами.

1. Если основание сложено малопроницаемыми породами, то производят укатку поверхностного слоя и последующую его защиту от размывов или механических повреждений (засыпкой гравийно-галечным материалом, горной массой и т. п.). Малопроницаемые грунты должны сопрягаться с противofильтрационными элементами дамб. От крепления дна можно отказаться при достаточной глубине в бассейне при полной его сработке (ГАЭС Ладдингтон, США).

Если практически водоупорные грунты залегают на некоторой глубине под дном бассейна и образуют естественный экран, он также должен сопрягаться с водонепроницаемыми элементами дамб, образующих бассейн.

В основании верхнего бассейна Киевской ГАЭС залегает мощный и выдержанный по всей площади бассейна (кроме подводящего канала) пласт озерных глин с кровлей, расположенной приблизительно на 15 м ниже проектной отметки дна сооружения. Поэтому дамба, огибающая бассейн, выполнена с глинобетонной диафрагмой толщиной 0,5 м, сопрягающейся с водоупором (рис. 4-3).

2. Если дно бассейна сложено проницаемыми нескальными грунтами, то возможно устройство экрана либо из суглинка (Днестровская ГАЭС), либо из искусственного материала. Так, на ГАЭС Геестакт и Том Соок дно бассейнов покрыто асфальтобетоном. Как и по первому способу, экран должен сопрягаться

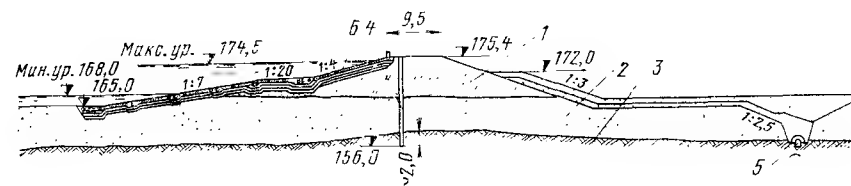


Рис. 4-3. Дамба верхнего бассейна Киевской ГАЭС.

1 — насыпь супесчаных и суглинистых грунтов; 2 — супеси и суглинки; 3 — глины; 4 — глинобетонная противofильтрационная диафрагма толщиной 0,5 м; 5 — дренажная галерея; 6 — железобетонные плиты толщиной 15—25 см, уложенные на трехслойном фильтре.

с покрытием откосов и дамб по периметру бассейна, при этом важно предусмотреть надежно функционирующий и контролируемый дренаж экрана. Это особенно относится к тонким асфальтобетонным экранам на сжимаемых основаниях, при проектировании которых следует соблюдать большую осторожность.

Из-за разрыва асфальтобетонного покрытия дна бассейна ГАЭС Том Соок (США) в 1963 г. произошла крупная авария. Ее причиной послужила просадка глин, подстилающих асфальтобетонное покрытие. В экране образовались трещины, что привело к интенсивному размыву основания и значительным разрушениям.

3. Если дно и откосы бассейнов сложены скальными породами, то они покрываются асфальтобетоном или железобетонными плитами с устройством соответствующего дренажа.

Противofильтрационные элементы дамб, образующих бассейн, могут устраиваться в виде экранов из различных материалов, ядер или диафрагм. В отечественной практике получили применение однородные дамбы из малопроницаемых суглинков¹

¹ Исключение представляет песчаная дамба бассейна Киевской ГАЭС с глинобетонной диафрагмой.

(Загорская, Кайшядорская ГАЭС). Во всех случаях конструкция противофильтрационных элементов дамб должна решаться в увязке с покрытием дна бассейна.

На ГАЭС Торло Хилл (Ирландия) чаша бассейна разрабатывалась по типу карьера с глубиной около 7 м. Вокруг бас-

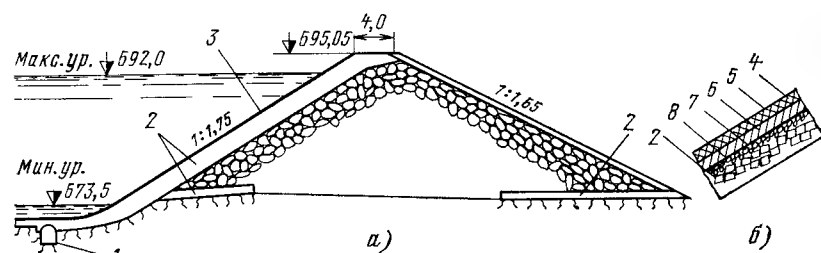


Рис. 4-4. Дамба верхнего бассейна ГАЭС Торло Хилл (Ирландия).

а — разрез по дамбе; б — деталь асфальтобетонного экрана; 1 — дренажная галерея; 2 — дренажный слой; 3 — асфальтобетонный экран; 4 — битумная мастика; 5 — асфальтобетон слоем 6 см; 6 — подстилающий слой 3—6 см; 7 — щебень для выравнивания поверхности; 8 — покрытие битумной эмульсией.

сейна была насыпана дамба со средней высотой 20 м. Скальное дно бассейна (крупнозернистые граниты) покрыто дренажным слоем щебня крупностью 35—55 мм, толщиной 20 см, поверх которого уложен битуминизированный связующий слой 3—5 см и асфальтобетон слоем 5 см. Асфальтобетон выполнялся с добавкой асбеста и содержал 7,5%, а связующий слой — 5% битума. Общий коэффициент фильтрации покрытия по проекту $1 \cdot 10^{-6}$ м/сут. Асфальтобетонное покрытие дна плавно переходит в такое же покрытие откосов дамб (рис. 4-4).

На основе анализа большого количества ГАЭС, построенных в ФРГ и других странах [39, 74], рекомендуются следующие толщины однослойных асфальтобетонных облицовок (без учета толщины связующего слоя и фильтров), см:

	Минимальная	Максимальная
Для горизонтальных площадок и пологих откосов	5	12
Для откосов с заложением 1:2,5 и круче	6	8—10

При повышенных технических требованиях рекомендуется устройство двухслойной облицовки: между двумя покрытиями из асфальтобетона укладывается дренажный слой с контролируемыми выпусками. Водонепроницаемость внутреннего покрытия двухслойной облицовки должна быть выше наружного за счет повышенной пористости последнего (4—4,5% против 3%).

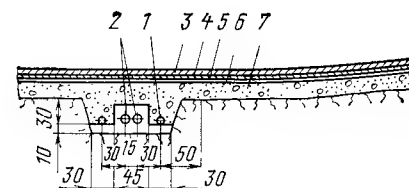
При правильном подборе состава асфальтобетона и тщательной укладке фильтрационные потери воды через 100 тыс. м² облицовки не должны превышать 0,3 л/с.

За период с 1953 по 1972 г. за рубежом построено 20 бассейнов ГАЭС с асфальтобетонными экранами [61].

Асфальтобетон применяют также для создания водонепроницаемых диафрагм. На строящейся ГАЭС Кэмлаф (Великобритания) предполагается верхний бассейн оградить дамбой из

Рис. 4-5. Дренаж дамбы верхнего бассейна ГАЭС Вальдек II (ФРГ).

1 — поливинилхлоридные трубы диаметром 100 мм; 2 — то же диаметром 125 мм; 3 — битумная мастика, расход 4 кг/м²; 4 — асфальтобетон слоем 7 см на заполнителе крупностью до 12 мм; 5 — битуминизированный связующий слой 4 см на заполнителе крупностью до 18 мм; 6 — промежуточный связующий слой на заполнителе крупностью до 12 мм, расход 60 кг/м²; 7 — дренарующий слой 20 см из рваного камня крупностью 25—55 мм.



каменной наброски высотой около 30 м с центральной диафрагмой толщиной 60 см [40].

При наличии асфальтобетонного водонепроницаемого покрытия особенно важно обеспечить надежный дренаж просочившейся воды, чтобы избежать поломки экрана в случае быстрой сработки уровня воды в бассейне.

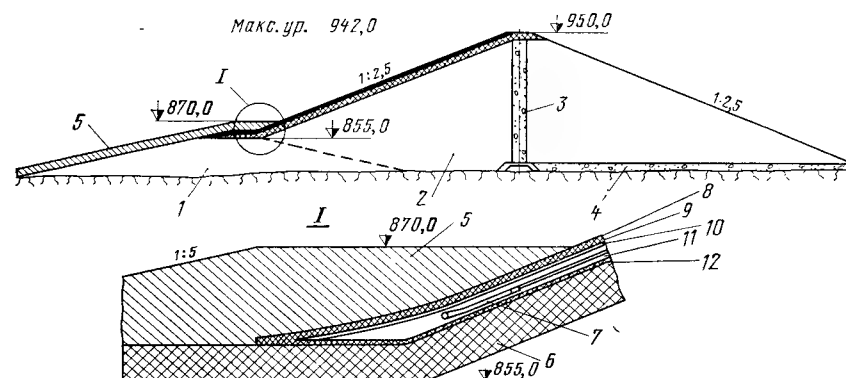


Рис. 4-6. Дамба верхнего бассейна ГАЭС Ладдингтон (США).

1 — отсыпка первой очереди; 2 — то же второй очереди; 3 — вертикальный дренаж из промытого песка толщиной 3 м; 4 — дренажный выпуск; 5 — глинистый экран; 6 — погружной насос; 7 — мастика; 8 — асфальтобетон 2х6,5 см; 9 — связующий слой 6,5 см; 10 — дренажный слой 4,5 см; 11 — дренажный слой 4,5 см; 12 — асфальтобетон слоем 8 см, уложенный по битумной эмульсии.

Возможны различные конструктивные решения дренажных устройств. На ГАЭС Торло Хилл предусмотрена кольцевая дренажная галерея проходного сечения по подошве напорного откоса (см. рис. 4-4).

На ГАЭС Вальдек II по подошве откоса продолжены четыре дренажные поливинилхлоридные трубы диаметром 100—150 мм, отводящие воду в галерею проходного сечения в средней части и у южной оконечности бассейна (рис. 4-5).

На ГАЭС Ладдингтон уложено двухслойное асфальтобетонное покрытие. В межслойной дренажной засыпке ниже уровня сработки бассейна проло-

жена горизонтальная дренажная труба, на которой через каждые 46 м установлены штуцера, соединенные с погружными насосами. Насосы откачивают воду, автоматически поддерживая ее уровень в дренаже на отметке, более низкой, чем уровень воды в бассейне (рис. 4-6).

На ГАЭС Ревэн под асфальтобетонным покрытием имеются две независимые системы дренажа: первая выполнена в виде проницаемой ($K_{\phi} = 10 \text{ м/сут}$) подготовки толщиной 10–12 см под основным покрытием с выпуском в кольцевую трубу диаметром 20 см, из которой устроены радиальные

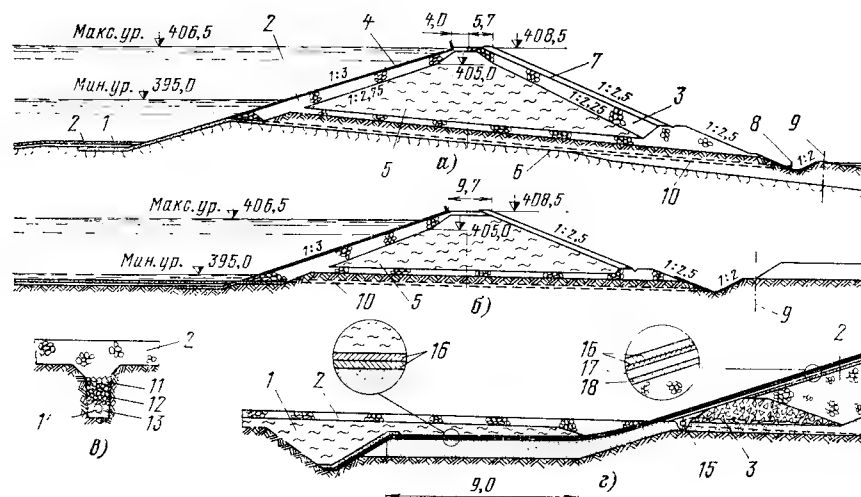


Рис. 4-7. Дамбы верхнего бассейна ГАЭС Ревэн (Франция).

а — дамбы высотой более 15 м; б — то же менее 15 м; в — деталь дренажа; г — деталь подошвы верхнего откоса; 1 — экран из глинистого материала; 2 — наброска из горной массы; 3 — дренажная призма из сортированного щебня; 4 — асфальтобетонный экран; 5 — суглинистый грунт; 6 — кровля коренных пород; 7 — растительный грунт; 8 — дренажная траншея; 9 — контрольные пьезометры и разгрузочные скважины; 10 — поперечные дренажи через 100 м; 11 — щебень; 12 — гравий; 13 — песок; 14 — дренажная труба диаметром 0,3 м; 15 — то же диаметром 0,2 м; 16 — два слоя асфальтобетона толщиной 8 см; 17 — дренажный слой толщиной 8 см; 18 — подготовка толщиной 4 см.

выпуски диаметром 30 см через каждые 100 м по периметру бассейна. Вторая система включает призму площадью поперечного сечения около 5 м^2 из сортированного щебня, уложенную у подошвы верхнего откоса плотины. Призма имеет выпуски в виде заполненных щебнем траншей, в которых проложены радиальные выпуски первой дренажной системы (рис. 4-7).

Железобетонные плиты толщиной 0,3 м, шириной 12 м и длиной до 48 м применены для покрытия всей площади (110 тыс. м^2) чаши верхнего бассейна ГАЭС — ГАЭС Ла Кош (Франция) [41]. Бассейн расположен в естественной котловине, дно которой сложено относительно рыхлой толщей четвертичных отложений. Для выравнивания поверхности дна бассейна была выполнена подсыпка в виде качественной насыпи толщиной до 15 м. Уплотнение между плитами покрытия выполнено в виде трехрядных резиновых шпонок. Плиты уложены по подготовке из пористого бетона толщиной 0,2 м по откосам и 0,3 м по дну. Внутри бетонной подготовки по откосам бассейна проложен трубчатый дренаж. По дну бассейна уложен слой тщательно уплотненного дренирующего материала толщиной 1–1,5 м. Под всей системой проложено поливинилхлоридное покрытие толщиной 1 мм, армированное нейлоновыми нитями (рис. 4-8). Система дренажа покрытия бассейна была секционирована на 17 участков и предусматривала возможность замера фильтрационного

расхода через каждый из этих участков железобетонной облицовки. Заполнение бассейна велось в несколько этапов. В связи со значительными неравномерными осадками конструкции многие швы между плитами были расстроены, а сами плиты потрескались. Несмотря на выполненные ремонтные работы, при последующем наполнении бассейна размер фильтрации, достигавшей 50 л/с, не сократился, что свидетельствовало о повторном нарушении плотности конструкции. Средний коэффициент фильтрации железобетонной облицовки составил $1,6 \cdot 10^{-8} \text{ м/с}$.

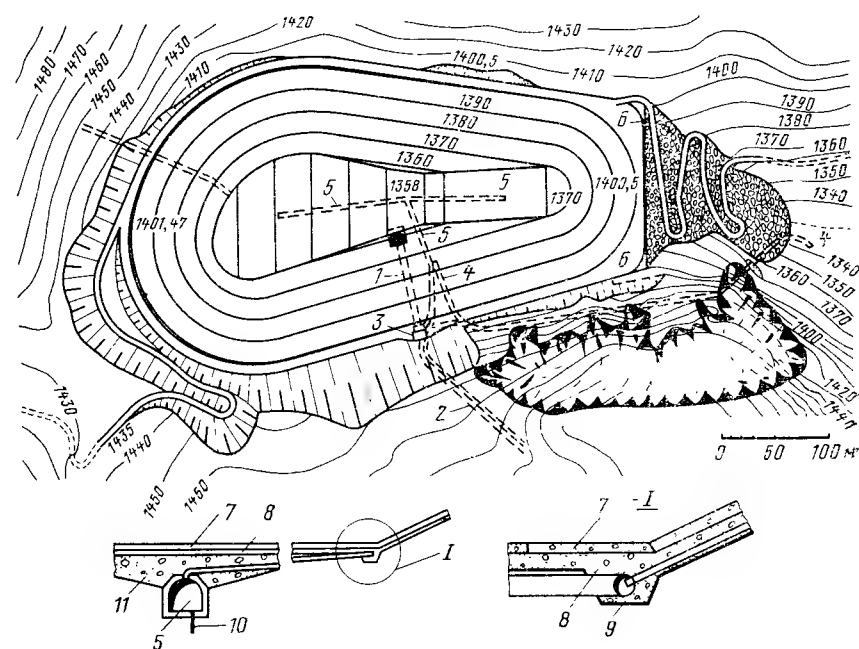


Рис. 4-8. Верхний бассейн ГАЭС Ла Кош (Франция).

а — план; б — деталь покрытия; 1 — напорная галерея; 2 — напорная галерея и канал отвода дренажных вод; 3 — камера затворов и подходная шахта; 4 — подходная галерея; 5 — дренаж осадания; 6 — железобетонная стенка; 7 — железобетонные плиты; 8 — подготовка из пористого бетона; 9 — поливинилхлоридное покрытие; 10 — пьезометр; 11 — дренирующая засыпка.

Грунтовые откосы дамб верхнего бассейна подлежат защите от воздействия волн и льда. Это крепление также должно тщательно дренироваться с целью обеспечения его устойчивости при быстрой сработке уровня воды.

Так, под железобетонными плитами крепления напорного откоса дамбы на Загорской ГАЭС предусмотрено устройство дренажа в виде труб из пористого бетона, уложенных вдоль откоса в слое песка и выведенных на поверхность через отверстия $20 \times 20 \text{ см}$.

Железобетонное крепление откосов дамб запроектировано также для Кайшадорской ГАЭС. В целях снижения фильтрационного давления при быстрой сработке уровня бассейна предусмотрено устройство дренажного тьюка

* R. Longuemare. Etancheite du reservoir superieur de la chute hydro-electrique de la Coche.— La Houille Branche, 1977, vol. 32, № 23, p. 137–151.

под верхней призмой дамбы и вертикального дренажа по оси сооружения (рис. 4-9). Примерно такая же конструкция вертикального дренажа выполнена на ГАЭС Ладингтон.

При проектировании ГАЭС чистого аккумулярования важно правильно оценить условия первоначального заполнения верхнего бассейна. На участках бассейна, прилегающих к водоприемным (водовыпускным) сооружениям, должно устраиваться специальное крепление.

Облицовка откосов бассейнов должна быть рассчитана на волновые воздействия, а также на действие ледовых нагрузок.

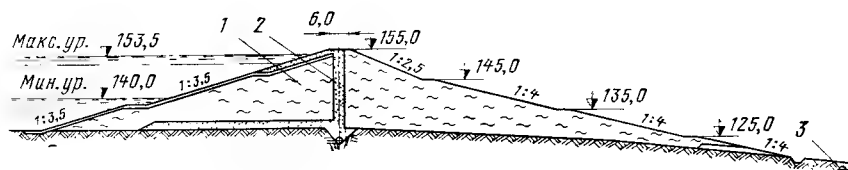


Рис. 4-9. Дамба верхнего бассейна Кайшядорской ГАЭС (проект).

1 — тело дамбы из суглинистых грунтов; 2 — песчаный грунт; 3 — дренаж.

В береговых зонах бассейна лед при сработке уровня оседает на откосы и берега. В зависимости от метеорологических условий, толщины льда и режима работы ГАЭС лед либо примерзает к откосу, либо всплывает при наполнении бассейна. В результате многократного повторения процесса на откосе могут образоваться значительные напластования льда. Расчет толщины намерзающего льда сводится к определению положения границы промерзания грунта откоса.

Промерзание грунта в течение суток можно определить по следующей формуле:

$$\Delta h = 0,0012 \frac{\left[\chi - \left(0,069 + \frac{0,111}{\tau} \right) \right] \tau}{\sum a (1 - \chi) + \sum \Delta h_i} - 0,035 Q, \quad (4-1)$$

где χ — доля суток, в течение которой откос (поверхность льда) находится в соприкосновении с воздухом; τ — температура воздуха, °C; a — нарастание толщины льда в течение полных суток, м; Q — количество теплоты, поступающей к границе промерзания со стороны талого грунта, Мкал/(м²·сут).

Исходными данными являются метеорологические характеристики — температура воздуха, скорость ветра, облачность и абсолютная влажность, необходимые для расчета толщины льда a , образующегося за сутки на открытом водоеме:

$$a = C_0 / \lambda,$$

где C_0 — теплоотдача с открытой водной поверхности, определенная в зависимости от указанных выше факторов, Мкал/(м²·сут); $\lambda = 80$ Мкал/т — теплота плавления льда.

Расчет выполняется для разных точек откоса, освобождающихся из-под воды на время χ , зависящее от режима сработки. Толщина льда, примерзшего к откосу, равна $a (1 - \chi)$. Q определяется по методике, изложенной в [21 и 32].

Для условий Загорской ГАЭС во ВНИИГ имени Б. Е. Веденеева были проведены на крупномасштабной модели исследования по определению давления ледяного массива. В результате исследований было установлено, что давление глыб льда, намерзших на откосы бассейнов ГАЭС при частых и больших колебаниях уровня воды, в 10—11 раз меньше давления, которое может передаваться на откос при примерзании к нему плавающего ледяного поля.

В относительно благоприятных условиях с точки зрения льдообразования находятся ГАЭС, у которых нижние бассейны

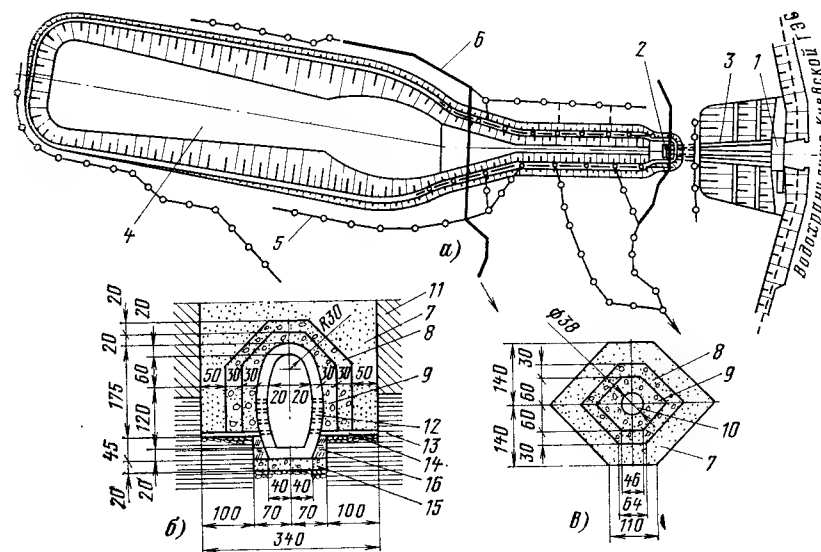


Рис. 4-10. Киевская ГАЭС.

а — схематический план сооружений; б — типовое сечение дренажной галереи; в — типовое сечение трубчатого дренажа; 1 — здание ГАЭС; 2 — водоприемник; 3 — трубопроводы; 4 — верхний бассейн; 5 — трубчатый дренаж; 6 — дренажная галерея; 7 — песок; 8 — песок и щебень крупностью 0,25—10 мм; 9 — щебень крупностью 5—40 мм; 10 — железобетонная труба диаметром 38 см; 11 — озерные глины; 12 — железобетонная галерея; 13 — неогеновые глины; 14 — бетонная стяжка; 15 — железобетонная плита; 16 — заливка пазух глиной.

представляют собой крупные естественные или искусственные водоемы (Киевская, Кайшядорская ГАЭС и др.). На этих бассейнах уровень воды колеблется незначительно, что способствует образованию ледяного покрова, температура воды, поступающей в верхний бассейн, устойчиво поддерживается в пределах 1—2°С выше нуля.

Трехлетний опыт зимней эксплуатации Киевской ГАЭС (крепление откосов железобетонными плитами, см. рис. 4-3) не выявил каких-либо затруднений [23].

В условиях холодной зимы 1975/1976 г. (минимальная температура декабря —12°, января —22°, февраля —27°С) макси-

мальная толщина ледяного покрова достигала 80 см. Лед примерзал к бетонным плитам, покрывающим откосы. Толщина намерзшей призмы составила 2 м, а количество намерзшего льда 6—8 м³ на 1 м длины дамбы. При каждом опорожнении и наполнении бассейна ледяное поле отделялось от берегового припая.

Ледостав в верхнем и нижнем бассейнах ГАЭС может быть ускорен, если энергосистема позволяет останавливать ГАЭС на короткое время (на субботу и воскресенье) в период достаточно низких температур воздуха.

Зимние затруднения не возникают при эксплуатации бассейнов ГАЭС в схемах совмещения ГАЭС в энергетическом комплексе с тепловой или атомной электростанцией, которые используют бассейны ГАЭС в качестве прудов-охладителей.

На территории, прилегающей к верхнему бассейну ГАЭС, должны быть предусмотрены дренажные мероприятия, планировочные и укрепительные работы. Естественные склоны и откосы искусственных земляных сооружений должны тщательно исследоваться с точки зрения их устойчивости в случае возможного обводнения.

В качестве примера можно привести Киевскую ГАЭС, где осуществлен комплекс мероприятий по дренажу, уположению склонов, расчистке и засыпке ближайших к бассейну оврагов (рис. 4-10).

4-2. ВОДОПРИЕМНИКИ И ВОДОВЫПУСКИ

Водоприемники ГАЭС представляют собой либо отдельно стоящие сооружения, либо совмещенные со зданиями ГАЭС.

Ниже рассмотрены только отдельно стоящие водоприемные устройства.

Объединение водоприемников и водовыпусков в единое сооружение предъявляет к ним специфические требования. Для обеспечения минимальных гидравлических потерь при противоположных направлениях течения воды и спокойного подвода (отвода) воды устраиваются закругленные выходные участки отсасывающих труб, отводящих каналов, углы забральных балок отдельно стоящих водовыпусков — водоприемников и т. д.

Для обеспечения растекания потока без образования водоворотных зон и очагов размыва системы гашения энергии потока воды, выходящего из водовыпуска, при детальном проектировании должны исследоваться на гидравлических моделях.

За исключением этих специфических особенностей, водоприемники ГАЭС проектируются так же, как водоприемники обычных электростанций.

При проектировании водоприемников ГАЭС чистого аккумулярования следует иметь в виду, что относительно небольшие бассейны этих ГАЭС сравнительно просто могут быть опорожнены на случай ремонта.

Высотное расположение водоприемных отверстий определяется гидравлическими требованиями, исключающими возможность поступления воздуха в напорный тракт.

В некоторых случаях водоприемники располагаются на заглубленных участках бассейнов. При этом на ГАЭС Ревэн минимальная глубина верхнего бассейна в зоне водоприемника составляет 9 м, а на ГАЭС Рэккун Маунтин 26 м.

Установка сороудерживающих решеток на водоприемниках ГАЭС предусматривается для тех случаев, когда в акватории бассейна ожидается поступление сора и плавающей древесины. На Загорской ГАЭС предусматривается установка временных решеток в верхнем бассейне на двух первых агрегатах.

На зарубежных ГАЭС чистого аккумулярования с небольшими по площади бассейнами решетки, как правило, отсутствуют (ГАЭС Лангенпроцельтен) либо устанавливаются только на нижнем бассейне (ГАЭС Ревэн). В целях предотвращения засорения бассейнов иногда осуществляется ограждение их акватории.

По конструктивному исполнению водоприемники можно разделить на следующие типы: с фронтальным подводом воды, башенные и шахтные.

Водоприемники с фронтальным подводом воды удобны с точки зрения простоты механического оборудования и его эксплуатации (плоские затворы и решетки). Их располагают чаще всего в нижних бассейнах.

Другое преимущество фронтального водоприемника состоит в том, что он может быть максимально приближен к урезу воды в бассейне, в то время как такое приближение других типов водоприемников ухудшает гидравлические условия их работы. Поэтому фронтальные водоприемники более доступны в процессе эксплуатации.

Фронтальный водоприемник ГЭС—ГАЭС Хайэтт (США) имеет два водоприемных отверстия сечением 102 м² каждое с возможностью забора воды на различных глубинах. Режим работы этого водоприемника определяется требованиями рыбного хозяйства к эксплуатации верхнего бассейна ГАЭС (водохранилище Оровилл).

В сложных топографических условиях может оказаться целесообразным расположить затворы водовыпуска и обслуживающие их механизмы под землей (ГАЭС Такасагава, рис. 4-11).

Фронтальные водоприемники в верхних бассейнах часто встраивают в дамбы, образующие бассейн. Так, подводящий участок водоприемника Загорской ГАЭС запроектирован в виде

шестишестиковой железобетонной галереи длиной 120 м, расположенной в теле дамбы верхнего бассейна. У входных отверстий галереи сечением 80 м² каждое устанавливаются сороудерживающие решетки, обслуживаемые порталным краном грузоподъемностью 2×40 т.

Водоприемник оборудован рабочими и ремонтными затворами и обслуживается мостовым краном грузоподъемностью

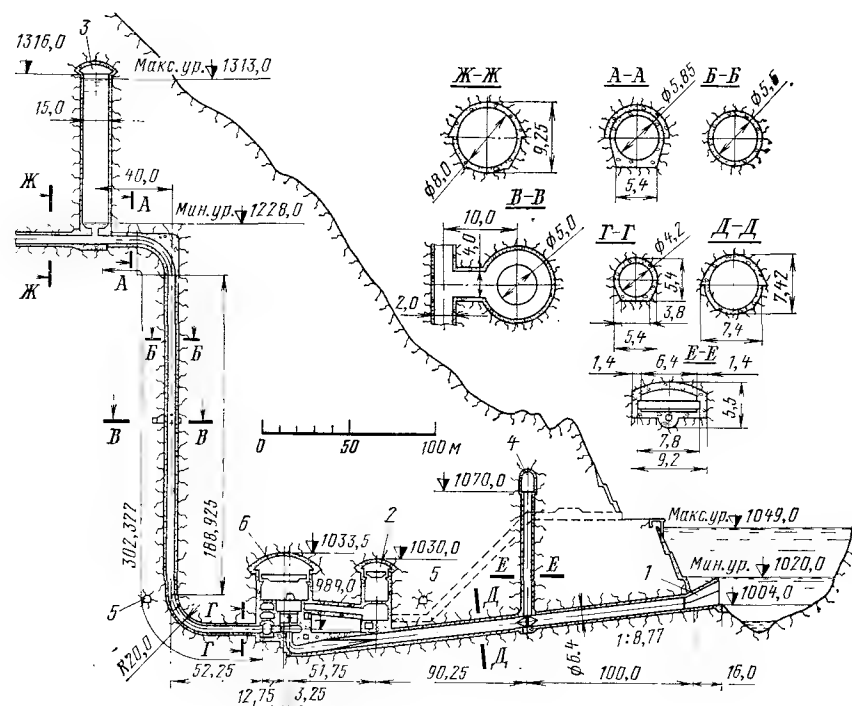


Рис. 4-11. ГЭС—ГАЭС Такасегава (Япония).

1 — водовыпуск; 2 — помещение трансформаторов; 3 — уравнильный резервуар; 4 — галерея затворов; 5 — дренажный туннель; 6 — подземный машинный зал.

2×50 т. Внутренние поверхности галерей и водоприемника покрываются эпоксидной гидроизоляцией. В пределах водоприемника сечение отверстий равно 60 м² (рис. 4-12).

При разработке проекта ГАЭС Лангенпроцельтен были рассмотрены три варианта водоприемника: с устройством подхода, огражденного подпорными стенками (рис. 4-13, а), с подводом воды по двухшестиковой железобетонной трубе с отверстиями 7×7 м при расположении затворов в центральной части дамбы (рис. 4-13, б) и с таким же подводом воды, но размещением затворов у подошвы низового откоса дамбы (рис. 4-13, в). К осуществлению был принят третий вариант.

Фронтальный водоприемник ГЭС—ГАЭС Бразимоне-Сувиана (Италия) не оборудован затворами, они расположены под землей на расстоянии 120 м от оголовка по трассе туннеля. Ха-

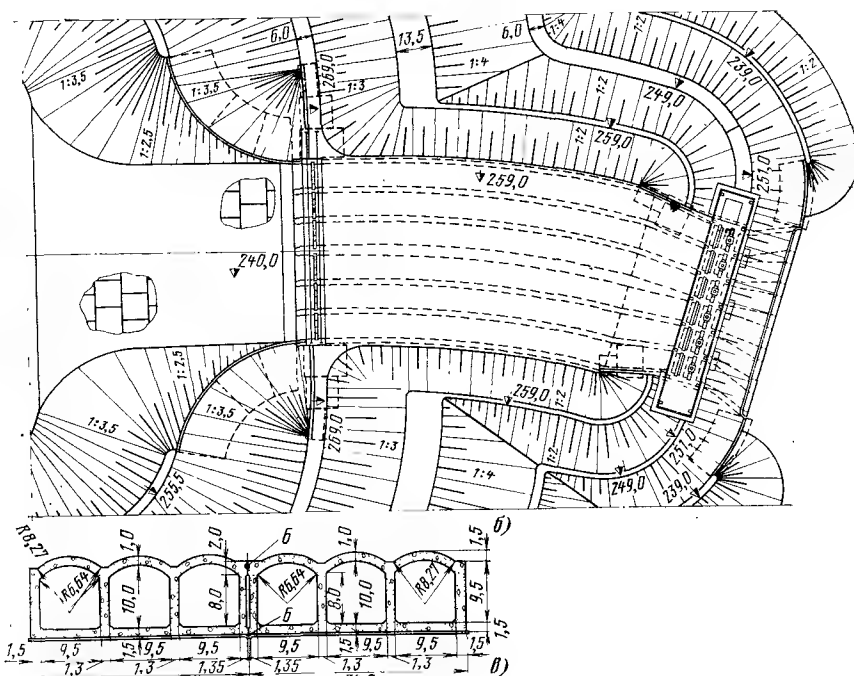
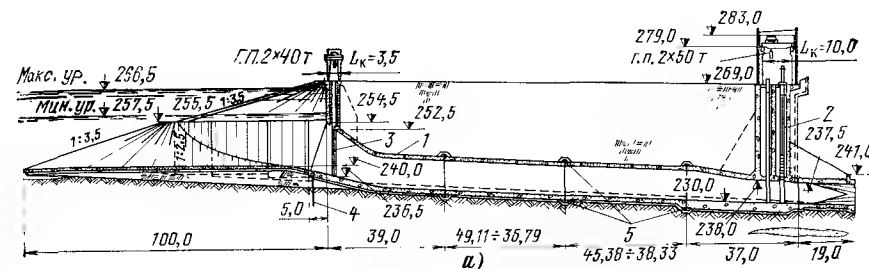


Рис. 4-12. Водоприемник Загорской ГАЭС (проект).

а — разрез; б — план; в — поперечный разрез по галерее; 1 — железобетонные галереи; 2 — водоприемник; 3 — сороудерживающая решетка; 4 — шпунтовая стенка; 5 — дренаж; 6 — битумная шпонка.

актерной особенностью водоприемника является его расположение под водой. Доступ к решеткам обеспечивается только при полном опорожнении бассейна. Скорость воды на решетках

принята равной 1 м/с в турбинном режиме и 0,7 м/с — в на-
сосном.

Интересной разновидностью фронтальной компоновки в со-
единении с шахтным водоводом является один из двух водо-
приемников ГАЭС Вианден I, встроенный в раздельную дамбу
между первой и второй очередью верхнего бассейна (рис. 4-14).
Водоприемник может снабжаться водой как одновременно из
обеих частей бассейна, так и изолированно из каждой из них,
и поэтому ремонт каждой части бассейна возможен без полной
остановки ГАЭС.

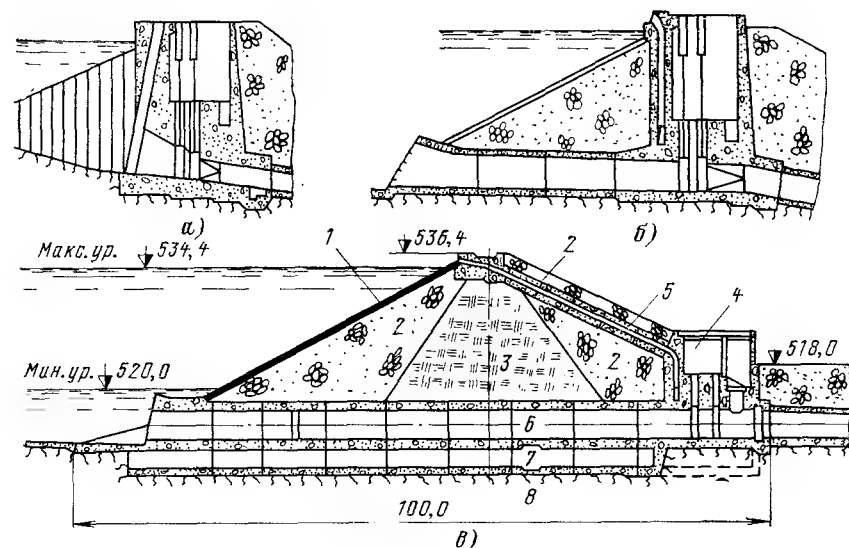


Рис. 4-13. Варианты расположения водоприемника ГАЭС Лангенпроцель-
тен (ФРГ).

а — с ограждением подхода подпорными стенами; б — с подводом воды по трубе при
расположении затворов в центральной части дамбы; в — то же с размещением затворов
у подошвы низового откоса дамбы; 1 — асфальтобетонное покрытие; 2 — упорные призмы
из горной массы; 3 — ядро из дельювиального материала; 4 — помещение затворов; 5 —
воздуховод; 6 — подводящий водовод; 7 — смотровая галерея; 8 — песчаники.

Недостатком фронтальных водоприемников является необ-
ходимость их сопряжения с ограждающими дамбами, поскольку
это требует проведения специальных мероприятий для предот-
вращения контактной фильтрации.

В гидравлическом отношении наиболее совершенны башен-
ные и шахтные водоприемники.

Башенные водоприемники ГАЭС по своей конструкции
удобно соединяются с вертикальными водоводами, которые пе-
реходят в наклонные.

Для обеспечения постоянства гидравлического режима при
работе ГАЭС водозаборные отверстия обычно расположены на

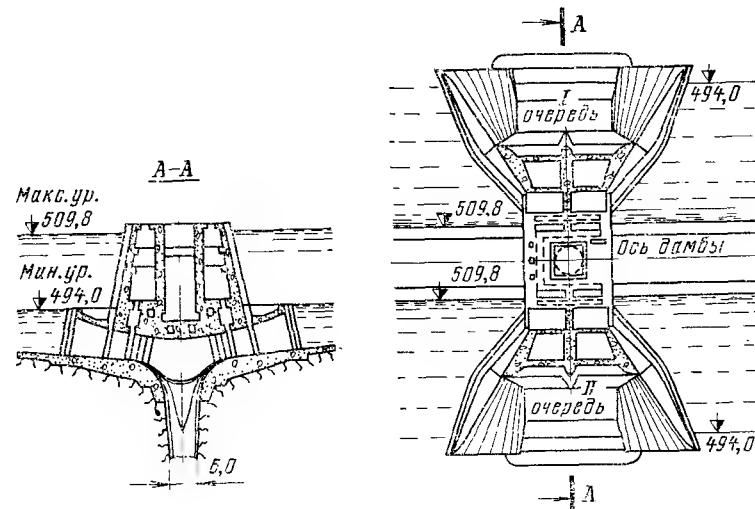


Рис. 4-14. Водоприемник ГАЭС Вианден I (Люксембург).

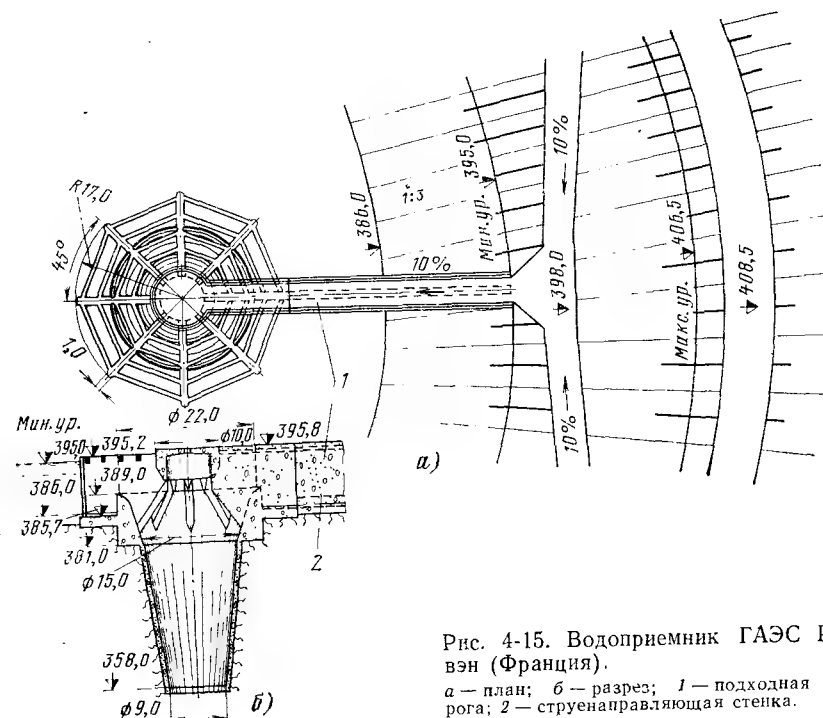


Рис. 4-15. Водоприемник ГАЭС Ре-
вен (Франция).

а — план; б — разрез; 1 — подходящая до-
рога; 2 — струенаправляющая стенка.

низких отметках. Необходимые для нормальной эксплуатации небольшие значения входных скоростей достигаются за счет расширения башни в плане.

На некоторых башенных и шахтных водоприемниках гидравлические исследования выявили необходимость установки струенаправляющих радиальных стенок, препятствующих водовороту потока.

В водоприемнике ГАЭС Хорнберг установлен лифт грузоподъемностью 2 т, позволяющий при сработавшем уровне воды опуститься на нижнюю смотровую площадку водоприемника, а при полном опорожнении бассейна — осмотреть водоприемные отверстия.

Устье шахты, примыкающей к башенному водоприемнику, перекрывается обычно цилиндрическим уравнивающим затвором. На ГАЭС Хорнберг этот быстродействующий затвор диаметром 7 м в рабочем положении находится на весу непосредственно над перекрываемым отверстием.

Водоприемники шахтного типа начали получать распространение сравнительно недавно. Для скальных оснований они являются несомненно самыми экономичными, однако невозможность установки аварийных и ремонтных загораживаний создает неудобства в период эксплуатации. Водоприемники такого типа построены на ГАЭС Кэбин Крик (США) и ГАЭС Ревэн (Франция) (рис. 4-15).

4-3. ВОДОВОДЫ

а) Общие сведения

Подводящие водоводы обычно имеют значительно большую протяженность, чем отводящие. Последние иногда полностью отсутствуют, если их функции выполняют отсасывающие трубы.

По компоновочным и конструктивным решениям подводящие водоводы ГАЭС в основном соответствуют деривационным и турбинным водоводам обычных ГЭС. Так же как на последних, начальные участки протяженных водоводов стремятся расположить в высотном отношении так, чтобы они испытывали минимальное давление воды (низконапорные участки). Концевые участки подводящих водоводов высоконапорные. На стыке этих участков располагается при необходимости уравнильный резервуар. При отсутствии уравнильного резервуара весь подводящий водовод в дальнейшем изложении рассматривается как единая высоконапорная система.

Отводящие водоводы ГАЭС по конструктивным особенностям близки к напорным отводящим водоводам обычных гидроэлектростанций. При значительной протяженности отводящих водоводов ГАЭС на них также сооружают уравнильные резервуары.

В связи с все более широким распространением подземных машинных залов ГАЭС, а также с развитием техники подземного строительства за последние годы все большее количество ГАЭС сооружается с подземным расположением водоводов. Компоновка их гидравлического тракта тесно связана с размещением самой ГАЭС, и поэтому они должны рассматриваться совместно. На выбор компоновочного решения большое влияние оказывают геологические условия (расположение машинного зала и высоконапорного участка подводящих водоводов в пределах наиболее прочной и ненарушенной зоны скального массива), условия производства подземных работ (длина и протяженность коммуникаций, последовательность разработки и крепления подземных выработок), гидравлический режим в водово-

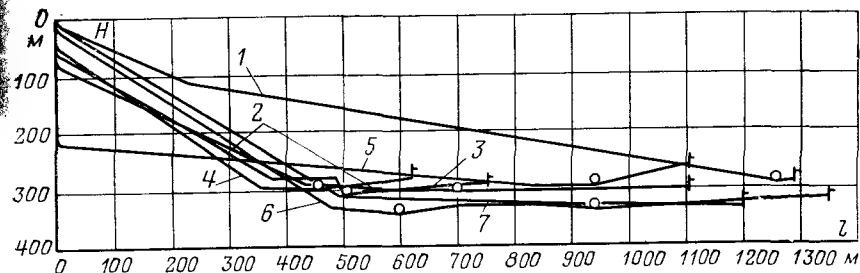


Рис. 4-16. Примеры трассировки подземных водоводов ГАЭС.

1 — Эрцхаузен (ФРГ), $l=1300$ м; 2 — Вианден II (Люксембург), $l=1200$ м; 3 — Вианден I (Люксембург), $l=830$ м; 4 — Торло Хилл (Ирландия), $l=790$ м; 5 — Ревэн (Франция), $l=1125$ м; 6 — Вальдек II (ФРГ), $l=1400$ м; 7 — Маркерсбах (ГДР), $l=1430$ м.

дах (необходимость устройства уравнильных резервуаров, возможность разрыва сплошности потока при потере привода на насосах и др.), а также условия выдачи и подвода электрической мощности. Все эти факторы учитываются при технико-экономических сравнениях рассматриваемых вариантов.

Как показывает сравнение геометрических показателей подземных водоводов некоторых осуществленных ГАЭС чистого аккумулирования (рис. 4-16), отношение используемого напора к суммарной длине подводящего и отводящего водоводов колеблется в широких пределах — от 1:2,65 (Торло Хилл) до 1:4,75 (Маркерсбах). Это отношение может в определенной степени характеризовать условия площадки строительства ГАЭС: чем меньше знаменатель дроби, тем благоприятнее топографические условия для сооружения ГАЭС.

б) Подводящие водоводы

Низконапорные участки подводящих водоводов ГАЭС обычно выполняются подземными. Они могут иметь значительную длину, особенно на ГАЭС смешан-

ного типа. Так, в состав сооружений ГЭС—ГАЭС Кастейк (США) входит низконапорный туннель длиной около 16 км и шесть наземных высоконапорных турбинных водоводов длиной 730 м каждый (рис. 4-17). Диаметр туннеля 9,14 м, максимальный статический напор 120 м. Вблизи выходного портала туннеля имеется уравнильный резервуар диаметром 36,6 м. Однако такую большую длину подводящего тракта для ГАЭС можно рассматривать как исключение. На ГЭС—ГАЭС Кастейк она связана с тем, что водовод входит в Калифорнийскую гидротехническую систему, предназначенную для водо-

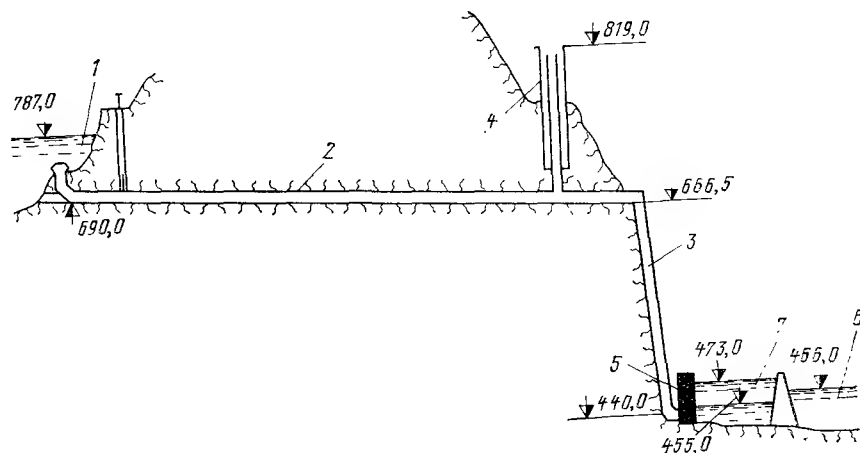


Рис. 4-17. Разрез по напорному тракту ГЭС—ГАЭС Кастейк (США).

1 — водохранилище Пайрамид; 2 — низконапорный участок водовода; 3 — высоконапорный участок водовода; 4 — уравнильный резервуар; 5 — здание ГАЭС; 6 — водохранилище Кастейк; 7 — нижний бассейн ГАЭС.

снабжения г. Лос-Анджелеса и прилегающих районов. Благодаря комплексному назначению этой системы часть стоимости сооружений ГАЭС отнесена к затратам на водоснабжение, что соответственно снизило затраты на энергетическую часть узла и повысило его экономическую эффективность [48].

Диаметры водоводов и определяемые ими скорости течения воды устанавливаются в проектах на основании технико-экономических расчетов по минимуму расчетных затрат сравниваемых вариантов. Для ГАЭС характерны более высокие скорости в низконапорных водоводах, чем в деривационных водоводах обычных гидроэлектростанций. Это связано с относительной кратковременностью работы ГАЭС в суточном графике нагрузки и низкой себестоимостью ночной энергии, используемой для закачки воды в верхний аккумулирующий бассейн (табл. 4-1).

В целях снижения гидравлического удара в водоводах выбирают оптимальный режим регулирования агрегатов, повы-

Таблица 4-1

Сопоставление параметров низконапорных подводящих водоводов ГАЭС и деривационных водоводов ГЭС

Электростанция	Тип	Длина водовода, м	Площадь водовода, м ²	Максимальный расход воды, м ³ /с	Максимальная скорость, м/с
Сарелли (Швейцария) . . .	ГЭС	4986	8,0	30	3,75
Нечако-Кемано (Канада) . .	ГЭС	16200	45,3	126	2,75
Шамбская (СССР)	ГЭС	6867	16,7	75	4,50
Кастейк (США)	ГЭС—ГАЭС	16000	65,0	506	7,75
Сиитойоне (Япония)	ГЭС—ГАЭС	1900	45,8	257	5,60
Такасегав (Япония)	ГЭС—ГАЭС	3071	68,0 *	388 *	5,70 *
Гримзель II (Швейцария)	ГЭС—ГАЭС	3123 *	50,2 *	322 *	6,40 *
Ирганайская (СССР), вариант проекта	ГЭС—ГАЭС	3760	50,2 *	322 *	6,40 *
	ГЭС—ГАЭС	4923	36,0	360	10,00
	ГЭС—ГАЭС	4923	95,0	690	7,27

* Показатели по второй нитке водовода.

шают временную неравномерность их хода или при экономической целесообразности сооружают уравнильные резервуары.

Необходимость установки уравнильных резервуаров на водоводах ГАЭС определяется условиями переходных режимов работы станции.

Исходя из условий регулирования агрегатов, в качестве ориентировочного критерия необходимости сооружения уравнильных резервуаров можно принимать зависимость

$$T_w = \frac{Q_{\max}}{gH_0} \sum_{i=1}^n \frac{L_i}{F_i} \geq 12-16 \text{ с}, \quad (4-2)$$

где T_w — постоянная инерции напорного водовода; $Q_{\max}$ — наибольший расход при расчетном напоре; H_0 — напор турбин; L_i и F_i — длина и сечение участков водовода; n — количество участков.

Поскольку длина высоконапорных турбинных участков водоводов относительно невелика по сравнению с длиной низконапорных, то формула (4-2) может быть упрощена следующим образом:

$$\frac{v_{\max} L}{H} \geq 120-160 \text{ м/с}, \quad (4-3)$$

где L — длина участка водовода, м; $v_{\max}$ — максимальная скорость течения воды на этом участке, м/с; H — статический напор ГАЭС, м.

Еще более упрощенная зависимость [18]:

$$Lv_{\max} \geq 6000 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (4-4)$$

Сложность гидравлической системы ГАЭС требует на стадии технико-экономического обоснования строительства проведения тщательных расчетов переходных гидравлических режимов с учетом уточненных турбинных характеристик и других параметров, а в техническом проекте также и модельных исследований.

Имеется возможность снизить действующий напор на водоводах ГАЭС, расположив их на поверхности земли и частично на эстакаде. Если напор ГАЭС не превышает 100 м, водовод может оканчиваться вертикальной шахтой, совмещающей функции уравнительного резервуара и подвода к спиральным камерам агрегатов. Такую конструкцию целесообразно расположить в центре круглого в плане здания ГАЭС.

Высокое относительно агрегатов расположение подводящих водоводов имеет также отрицательные стороны. Возникает опасность образования вакуума в случае мгновенной потери привода в насосном режиме. Последнее ограничение требует приближения здания ГАЭС к верхнему бассейну, что приводит к значительной глубине врезки подошвы здания ГАЭС в береговой склон, либо размещения водоприемных сооружений на бровке склона. Это влечет за собой увеличение высоты ограждающей дамбы и снижает надежность сооружения.

Расположение напорного железобетонного водовода частично на насыпном грунте, частично на высокой эстакаде может привести к неравномерным осадкам и нарушению водонепроницаемости конструкции.

Высоконапорные участки подводящих водоводов примыкают с одной стороны к агрегатам ГАЭС, а с другой — либо к низконапорным участкам, либо к водоприемным сооружениям в верхнем бассейне.

На конструктивном решении водоводов сказывается их расположение: подземное или наземное.

Вертикальная трассировка подземных водоводов, т. е. определение уклонов различных участков, зависит в основном от генерального уклона трассы (отношения перепада высот к длине), условий производства подземных работ, геологического строения.

За рубежом в последние годы получили распространение туннелепроходческие комбайны, позволяющие проходить наклонные выработки в породах средней и высокой крепости. При этом оптимальный уклон выработок, обеспечивающий сброс породы под действием силы тяжести, составляет примерно 38—45°.

В настоящее время развитие технических решений ГАЭС идет в направлении повышения единичных мощностей агрегатов и присоединения нескольких агрегатов к одному водоводу. Это может быть связано с некоторыми неудобствами при эксплуатации, поскольку при необходимости ремонта магистрального или одного из подводящих водоводов требуется одновре-

менно останавливать несколько агрегатов. Однако принимаемые конструктивные решения подземного водопроводящего тракта выполняются обычно с высокой степенью надежности. Периодический осмотр водоводов может выполняться в течение суточных остановок ГАЭС либо в субботние и воскресные дни.

Укрупнение водоводов приводит к росту основного параметра, характеризующего усилие на облицовку водовода pD (p — максимальное давление воды в водоводе, $p = \rho g H$; D — диаметр водовода, м). Этот параметр для некоторых подземных водоводов ГАЭС имеет следующие значения:

Люнерзее (Австрия, 1958 г.)	2300
Вианден I (Люксембург, 1964 г.)	2000
Хорнберг (ФРГ, 1975 г.)	4900
Белмекен (Болгария, 1975 г.)	2900

На строительстве ГЭС в СССР (Нурекская и Ингурская ГЭС) параметр туннельных водоводов достигал 2400—2800.

Наиболее рациональные конструктивные решения обделок подземных высоконапорных водоводов достигаются за счет максимального использования прочностных свойств скального массива и передачи на него значительной части внутреннего давления воды.

Для максимального сохранения упругих и прочностных свойств породы большое значение имеет метод производства проходческих работ. Так, по исследованиям отдела подземных сооружений НИС Гидропроекта коэффициент упругого отпора при механизированной проходке возрастает в среднем на 30% по сравнению с буро-взрывной.

Для повышения геомеханических показателей породы рационально применение глубокой укрепительной цементации.

Технико-экономические показатели обделки с глубокой укрепительной цементацией более благоприятны, чем показатели обделок традиционных типов. Такая обделка деривационного туннеля Ингурской ГЭС оказалась на 26 млн. руб. дешевле обделки с металлической рубашкой и на 31 млн. руб. дешевле железобетонной обделки [10].

На основании отечественных и зарубежных исследований можно привести следующие ориентировочные значения коэффициента увеличения упругого отпора в зависимости от состояния породы и глубины цементации при давлении 2 МПа [10]:

Состояние породы	Глубина цементации	
	5,0 м	8,0 м
Слаботрещиноватая	1,5	2,0
Трещиноватая	1,8	2,5
Сильнотрещиноватая	2,0	3,0

Помимо экономической эффективности глубокая цементация значительно снижает фильтрационные потери воды, обеспечивает сохранность обделки и неразрывность породы. В опытном

Ограниченное распространение имеют напряженно-армированные обделки, отличающиеся высокой трудоемкостью и сложностью изготовления, однако их применение обеспечивает значительную экономию металла.

Устройство железобетонных обделок напорных туннелей связано с некоторыми технологическими трудностями и не исключает возможности фильтрационных потерь из туннелей. Поэтому значительная часть высоконапорных водоводов зарубежных ГАЭС имеет участки большей или меньшей протяженности, облицованные металлом. Толщина стальной облицовки устанавливается из условия совместной статической работы всей конструкции (сталь — бетон — скала) на внутреннее давление и изолированной работы самой облицовки с учетом ребер и анкеров на возможное наружное давление.

Трасса водовода ГАЭС Родун II (Австрия) проходит почти параллельно склону в известняках и мергелях [50]. Водовод диаметром 4,15 м облицован металлом толщиной от 10 до 20 мм по всей длине. На участках водовода, на которых наружное гидростатическое давление превышает 70 м, стальная облицовка заанкерена в бетон (рис. 4-18).

Данные контрольно-измерительной аппаратуры подтвердили наличие предварительного обжатия облицовки водовода и передачи от 0,57 до 0,88 внутреннего давления на породу [83].

74

1 — наружное гидростатическое давление; 2 — участок водовода с предварительным напряжением обделки; 3 — аллювий; 4 — трещины бортового отпора.

Водовод ГАЭС Вальдек II (ФРГ) на начальном участке длиной 100 м (см. рис. 3-6) построен открытым способом в виде железобетонной трубы диаметром в свету 5,75 м со стальной облицовкой толщиной 18 мм. Ниже этого участка толщина облицовки увеличивается до 44 мм. Облицовка рассчитана на внутреннее давление воды при совместной статической работе с массивом породы, представленной песчаниками и сланцами. При расчете учитывались возможные зазоры между облицовкой и бетоном до 2 мм и средний модуль упругости скалы 4500 МПа. Был выполнен также проверочный расчет по пределу текучести с допущением $k=1,1$ в предположении изолированной работы облицовки без учета окружающего массива. Колена облицовки закреплены в скале преднапряженными анкерами с глубиной заделки 20 м.

75

тически сухая. Однако в проекте были предусмотрены ряд специальных мер для предотвращения возможности быстрого опорожнения водовода, контроль за наружным давлением воды. Для снятия возможного избыточного внешнего давления в случае опорожнения предусмотрена установка 88 заглушек по всей длине водоводов.

Высоконапорный водовод ГАЭС Хорнберг (ФРГ) запроектирован с максимальным значением параметра pD (4900). Он пройден механизированным способом в прочных гнейсах. Диаметр выработки 6,3 м, наклон к горизонту 32°. Внутренний диаметр водовода 5,5 м, длина около 1400 м. Водовод облицован по всей длине металлом, за исключением верхнего участка (колена и короткой вертикальной шахты), примыкающего к башенному водоприемнику. Зазор между облицовкой водовода и породой составляет менее 0,40 м, а против кольцевых ребер жесткости всего 0,19 м. Расчетный максимальный напор в водоводе составляет 900 м (статический напор около 630 м). Толщины сталь-

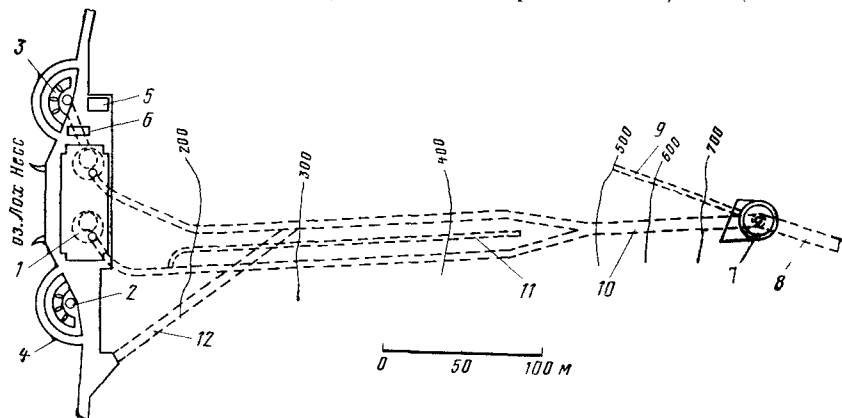


Рис. 4-19. Высоконапорный участок водоводов и здание ГАЭС Фойерс (Великобритания).

1 — шахта агрегата; 2 — водовыпуск; 3 — клапанный затвор; 4 — контур сороудерживающих решеток; 5 — вспомогательный дизель-генератор; 6 — трансформатор; 7 — уравнительный резервуар; 8 — низконапорный участок туннеля; 9 — вспомогательный забой; 10 — высоконапорный участок водовода диаметром 7,3 м; 11 — дренажный туннель; 12 — транспортная штольня. Высотные отметки даны в футах.

ной облицовки приняты в пределах ее верхнего участка 15 мм, на нижнем участке 46 мм и для нижнего колена 66 мм. Более 50% внутреннего давления предполагается передавать на породу. Облицовка рассчитана на восприятие полного наружного давления при опорожнении водовода [70].

На ГАЭС Фойерс (Великобритания) в отличие от описанных выше решений, в которых число ниток высоконапорных водоводов сведено к минимуму, магистральный водовод разветвляется на две нитки приблизительно на середине своей длины. Для снятия наружного давления воды на стальную облицовку водоводов диаметром 4,9 м, проложенных в конгломератах и крупнозернистых песчаниках, ослабленных нарушенными зонами, пройден специальный дренажный туннель (рис. 4-19).

Водоводы японской ГЭС — ГАЭС Синтойоне разветвляются на начальном участке и пройдены каждый в отдельности. Длина каждой из пяти ниток 330 м, внутренний диаметр 4,6 м с сужением на подходе к шаровым затворам до 3 м. На основании крупномасштабных натурных исследований было установлено, что при давлении 1,5 МПа скальная порода в естественном состоянии воспринимает 64% внутреннего давления, а после ее цементации 74%. В основу расчета толщины облицовки было положено, что в пределах

нижней трети длины водоводов лишь 40% внутреннего давления передается на породу. В случае отсутствия упругого отпора породы напряжения в металле допускались не выше предела текучести. Между облицовкой и бетоном предусмотрена система дренажа, с учетом которой наружное давление воды при опорожнении водоводов не должно превышать 0,4 МПа. Толщина облицовки (за исключением участка сопряжения с шаровыми затворами, запроектированного без учета отпора породы) составляет 21—23 мм [75].

Скорости течения воды на магистральных участках высоконапорных водоводов ГАЭС приведены в табл. 4-2.

Таблица 4-2

Параметры некоторых высоконапорных водоводов ГАЭС

ГАЭС (страна)	Максимальный статический напор, м	Длина магистрального водовода, м	Максимальная скорость потока, м/с	Параметр Lv , м ² /с
<i>Туннельные водоводы</i>				
Ревэн (Франция) . . .	246,5	1100 *	5,2	5700
Вальдек II (ФРГ) . . .	338	760	6,2	4700 ***
Родунд II (Австрия) . .	348	687 **	6,7	4600
Рэккун Маутин (США)	316	610 *	6,9	4200
Хорнберг (ФРГ)	630	1400 *	7,5	10500
Белмекен (Болгария) .	745	2070	8,3	13000
Тереблинская (СССР) (проект)	513	1490	9,3	11 000
<i>Наземные стальные водоводы</i>				
Ладдингтон (США) . . .	110	400	8,4	2900
Кастейк (США)	335	727	9,0	5700
Сан-Фиорано (Италия) .	1418	2190	7,5	14000

* Включая шахту.

** За исключением конечного суженного участка.

*** С учетом переходных суженных участков $Lv=6000$ м²/с.

Диаметры высоконапорных водоводов определяются в каждом случае исходя из экономических расчетов. При этом предельно допустимые скорости водного потока ограничиваются условиями работы гидроагрегатов в переходных режимах и гидравлическим ударом.

В связи с наблюдающейся тенденцией сокращения количества водоводов на ГАЭС и повышения параметра pD большое значение приобрела рациональная конструкция развилок высоконапорных водоводов.

При проектировании развилок на водоводах ГАЭС следует предусматривать достаточно длинные переходные участки для обеспечения минимальных потерь напора в случае изменения режима работы.

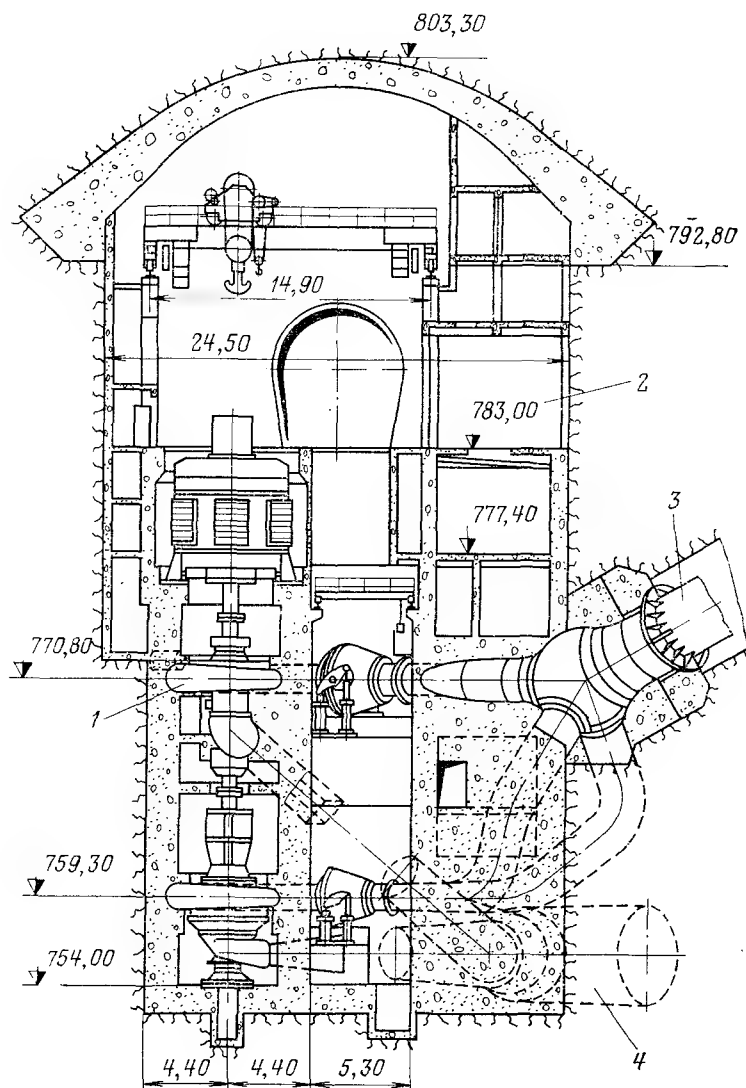


Рис. 4-20. ГАЭС Длоуге Стране (Чехословакия).

1 — трехмашинный агрегат с радиально-осевой турбиной; 2 — помещение трансформаторов; 3 — подводящий водовод; 4 — отводящий водовод.

Концевые участки высоконапорных водоводов сопрягаются обычно с запорными устройствами, которые передают на породу значительные продольные усилия. Поэтому в некоторых случаях предусматривается анкеровка облицовки в скалу.

Конструкции развилок водоводов требуют обычно значительных толщин металла, что затрудняет их изготовление. Толщина

высокомарочной стали на развилках водоводов ГАЭС Хорнберг достигла 78 мм, а в отдельных узлах 190 мм [42].

Снижение толщины металла может быть достигнуто путем устройства развилок шарового типа, как это предусмотрено на ГАЭС Длоуге Стране (рис. 4-20).

При поверхностном расположении здания ГАЭС длина высоконапорных участков подводящих водоводов в значительной степени зависит от морфологического строения площадки. Естественно, что при увеличении суммарной длины подводящего и отводящего трактов экономические показатели ГАЭС ухудшаются.

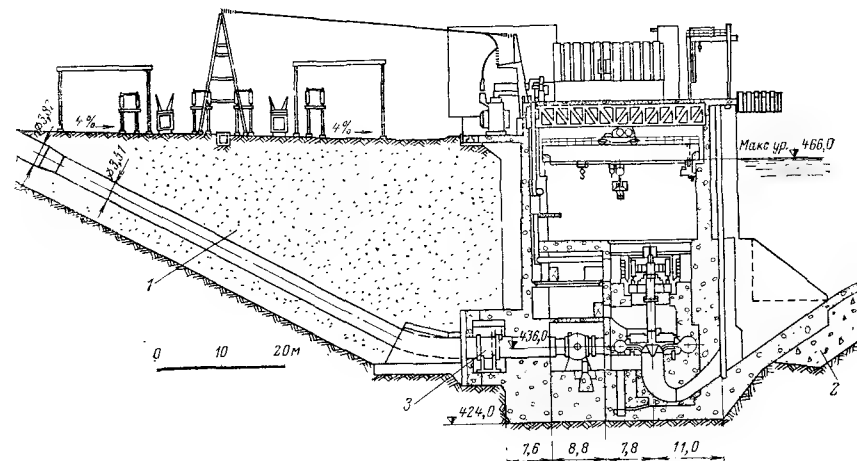


Рис. 4-21. ГАЭС Кастейк (США).

1 — гравийная засыпка; 2 — тощий бетон; 3 — компенсатор.

На ГАЭС, расположенных в равнинной зоне в европейской части СССР, средний уклон водоводов достигает 1:6÷1:10 (Киевская, Загорская и Кайшядорская ГАЭС), что можно считать предельно допустимым значением по условиям экономичности.

Открыто расположенные в траншее трубопроводы обычно примыкают к проложенной под дамбой верхнего бассейна железобетонной многоочковой трубе. От последней отходят трубы для выпуска воздуха при наполнении водовода и для срыва вакуума при его опорожнении. Верхние отверстия этих труб должны располагаться таким образом, чтобы предотвратить возможные выплески воды на поверхность дамбы (см. рис. 4-13), а также избежать засасывания предметов в случае образования вакуума.

Открытое расположение стальных водоводов требует принятия специальных мер для быстрого аварийного закрытия

затворов на водоприемнике, отвода воды и крепления поверхности траншеи на случай разрыва трубопровода. Для этого обычно устраивается сплошное бетонное крепление траншеи водоводов и предусматривается возможность выпуска воды самоотекотом через специальные водоводы в здании ГАЭС либо путем сооружения аварийной емкости для аккумуляции и последующей принудительной откачки воды.

На ГАЭС Кастейк стальные трубопроводы на участке прижима к зданию ГАЭС засыпаны (рис. 4-21), на ГАЭС Сан-Фиорано переходят в наклонные штольни. При такой компоновке аварийный отвод воды производят по быстротоку в обход здания ГАЭС.

Стальные трубопроводы могут размещаться в траншее веерообразно по всей своей длине либо трассироваться на начальном участке параллельно друг другу. Последнее решение несколько более экономично по объему выемок и крепления траншеи, но требует больше металла и бетона для устройства анкерных опор.

На ГАЭС Кастейк в начале траншеи высоконапорных стальных водоводов открыто расположена развилка, в которой осуществляется переход с диаметра низконапорного туннеля (9,15 м) на шесть ниток водоводов диаметром 4,07 м. Расчетный напор воды в развилке 183 м. Симметричная конструкция развилки, усиленной внутренними серповидными ребрами, была признана наиболее экономичной. Толщина металла элементов развилки составила от 27 до 105 мм, а для ребер жесткости, выполненных из ванадиевой стали, — 180 мм. После выполнения опрессовки нижняя часть развилки на $\frac{1}{3}$ ее высоты была забетонирована. Расчеты, экспериментальные и натурные исследования показали необходимость покрытия всей конструкции слоем слабоармированного бетона толщиной до 1,5 м во избежание возникновения вибрации [71].

Общая длина водоводов ГАЭС Кастейк от развилки до здания ГАЭС составляет 727 м. Концевой участок водоводов длиной 76 м засыпан грунтом. В пределах засыпки диаметр каждой нитки уменьшается с 4,07 до 3,51 м. Толщина металла водоводов составляет от 22 до 38 мм.

Наземные водоводы ГЭС — ГАЭС Сан-Фиорано относятся к самым высоконапорным в мире (рис. 4-22). Их диаметр (после развилки) равен 2,3—1,95 м, длина 2189—2198 м, из которых 318—355 м на подходе к зданию ГАЭС проложены в туннеле и заделаны в бетон. Максимальный расчетный напор на открытом участке водоводов равен 1360 м. В пределах верхнего участка с максимальным напором 588 м трубопроводы выполнены из листовой стали, ниже — бандажированы.

Примерно такая же схема, при которой высоконапорные водоводы ГАЭС на среднем участке длиной свыше 500 м проложены на поверхности, а на начальном и конечном участках — под землей, в шахтах и туннелях, осуществлена на японской ГАЭС Окукиоцу (см. рис. 4-27).

Своеобразная конструкция водоводов применена на ГАЭС Ладдингтон (рис. 4-23). За водоприемником стальные водоводы диаметром 8,7 м с уменьшением до 7,6 м на участке длиной 150 м проходят под насыпью ограждающей дамбы и заделаны в бетон. Трубы заканчиваются температурно-осадочным швом. Через компенсаторы к этому шву примыкают стальные водоводы диаметром от 7,6 м в верхней части до 7,3 м у здания ГАЭС. Эти водоводы расходятся в плане в виде веера. Средняя длина нитки каждого из них около 250 м. Они уложены с уклоном 1:3 на промежуточные опоры, установленные через 27,4 м, и полностью засыпаны песком. Максимальная тол-

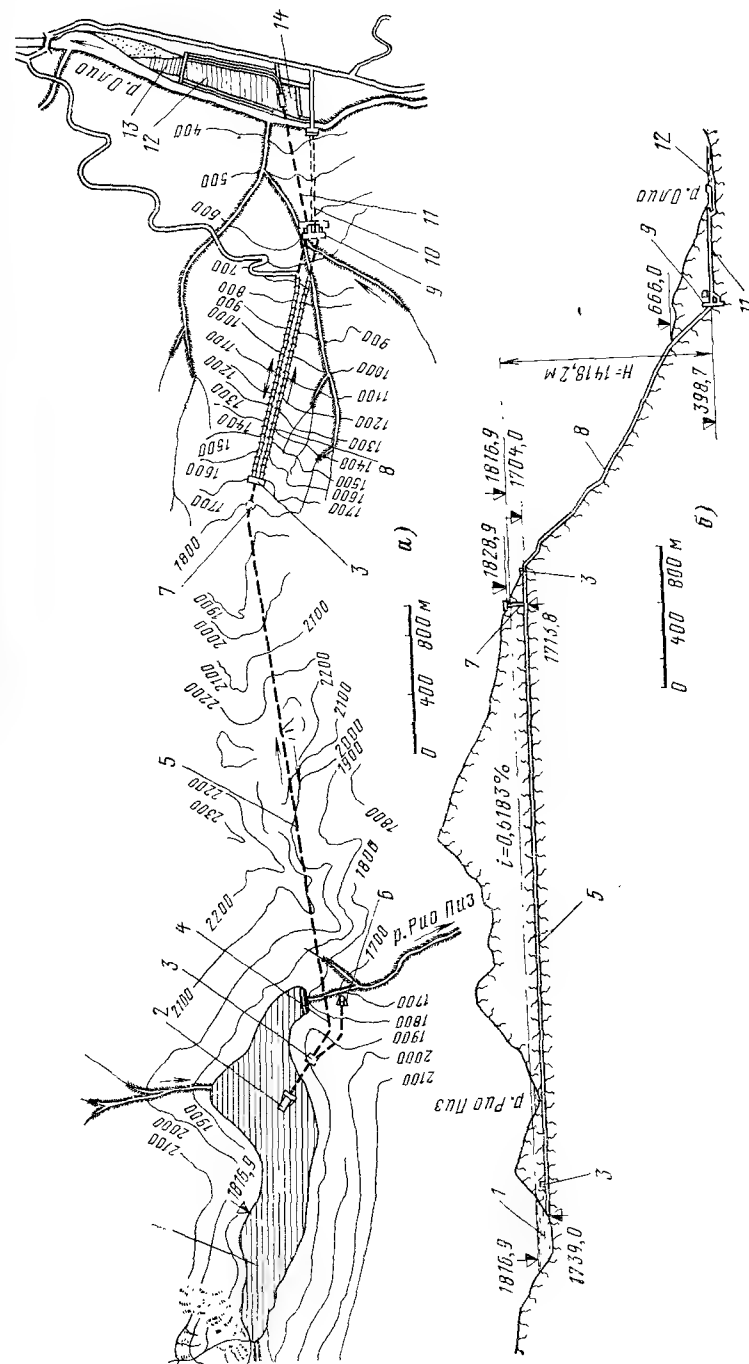


Рис. 4-22. ГЭС — ГАЭС Сан-Фиорано (Италия).

а — план; б — разрез по напорному тракту; 1 — верхнее водохранилище; 2 — водоприемник; 3 — помещение затворов; 4 — плотина, построенная ранее; 5 — высоконапорный участок водовода; 6 — подводящая штольня; 7 — уравнивательный резервуар; 8 — высоконапорный участок водовода; 9 — подземный машинный зал; 10 — транспортный туннель; 11 — отводящий туннель; 12 — нижний бассейн; 13 — водосливная бетонная плотина; 14 — ОРУ.

щина металла на этом участке 36,5 мм. Дно траншеи водоводов представляет собой продолжение плоскости низового откоса дамбы, ограждающей верхний бассейн [60].

Применение стальных высоконапорных водоводов для ГАЭС сопряжено с повышенной опасностью аварий, поскольку нарушение сплошности оболочки может вызвать лавинообразное нарастание повреждения, а обеспечение высокого качества сварных швов при их огромном количестве и значительных толщинах металла затруднено. Применение стальных конструкций водоводов приводит также к значительному расходу дефицитного и дорогостоящего металла (высокопрочных легированных сталей). Поэтому в СССР в практике проектирования ГАЭС с наземными высоконапорными водоводами в последнее

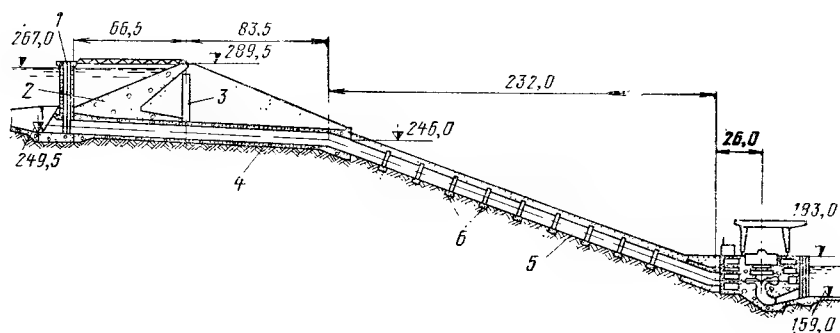


Рис. 4-23. Разрез по напорному тракту ГАЭС Ладдингтон (США).

1 — водоприемник; 2 — супесчаный грунт; 3 — вертикальный дренаж из отмытого песка; 4 — обетонированный стальной водовод; 5 — стальной водовод, засыпанный песком; 6 — опоры водовода.

время рассматриваются железобетонные, сталежелезобетонные, а также преднапряженные конструкции водоводов.

В сталежелезобетонных водоводах растягивающие усилия распределяются между облицовкой и кольцевой арматурой, чем достигается экономия металла за счет отказа от ребер жесткости, опорных колец и т. д. Особенно значительна экономия в денежном выражении в результате замены дорогостоящего листового металла арматурной сталью.

Как показали крупномасштабные исследования, в таких водоводах не может возникнуть внезапное разрушение. Это обеспечивается: применением для стальной облицовки мягких сталей, исключающих трещинообразование при сварке; малой вероятностью совпадения возможных ослаблений в стальном и железобетонном элементах водовода; уменьшением концентрации напряжений от местного изгиба в фасонных частях или от каких-либо дефектов в стальной облицовке за счет опирания последней на железобетонную оболочку как на упругое основание.

Сталежелезобетонные напорные водоводы рассчитывают в поперечном (кольцевом) и в продольном (вдоль образующей) направлениях с допущением возникновения трещин в бетоне. В поперечном направлении водовод рассчитывается на внутреннее давление воды без учета возможного фильтрационного давления в железобетонной оболочке. В продольном направлении расчет производится по схеме балки при расположении водовода на отдельных опорах или на сплошном основании.

Толщина стальной облицовки должна удовлетворять условиям прочности. Минимальное ее значение определяется условиями производства работ и транспортировки. Толщина железобетонной оболочки должна быть минимальной по условиям размещения арматуры и производства работ по бетонированию.

Значительным преимуществом сталежелезобетонной конструкции в суровых климатических условиях является наличие теплоизолирующего слоя бетона, который позволяет отказаться от устройства специальной теплоизоляции. Так, при температуре воздуха $-30 \div -40^\circ \text{C}$ максимальная толщина намерзшего слоя льда при неработающем водоводе достигает за 5 сут всего 6—8 см.

Сталежелезобетонные водоводы требуют значительно меньших трудозатрат при эксплуатации, так как не нуждаются в периодическом осмотре, очистке от ржавчины, окраске и т. д.

Следует также иметь в виду, что амортизационные отчисления для сталежелезобетонных водоводов ниже, чем для стальных (на 11% по действующим нормативам).

В целях снижения температурных деформаций сталежелезобетонных водоводов целесообразно предусматривать их засыпку грунтом.

Железобетонные водоводы без внутренней стальной облицовки также могут рассчитываться с допущением трещинообразования, если предусмотрено надежное гидроизоляционное покрытие внутренней поверхности. В качестве такового может рассматриваться оклейка стеклотканью с пропиткой ее эпоксидной смолой.

Предварительно-напряженные железобетонные водоводы проектируются трещиностойкими. Поэтому требования к качеству их гидроизоляции значительно ниже, чем для нетрещиностойких конструкций.

Заслуживает внимания применение предварительно-напряженных железобетонных трубопроводов с внутренней стальной облицовкой на ГАЭС Фестиньо (Великобритания) (рис. 4-24).

Конечный участок подводящего тракта на длине около 215 м выполнен в открытой траншее (с последующей засыпкой) и представляет собой четыре нитки предварительно-напряженных железобетонных трубопроводов с внутренним диаметром 2,3 м при толщине стенок 70 см. Внутри водоводы облицованы пластичной сталью толщиной от 22 до 26 мм. Максимальный расчетный напор в водоводах около 400 м.

Проекты открыто расположенных сталежелезобетонных водоводов в настоящее время разработаны для Кайшядорской и Загорской ГАЭС. Длина водоводов Загорской ГАЭС 649 м, максимальный напор 160 м, внутренний диаметр 7,5 м, на участке примыкания к зданию ГАЭС он уменьшается до 5,5 м.

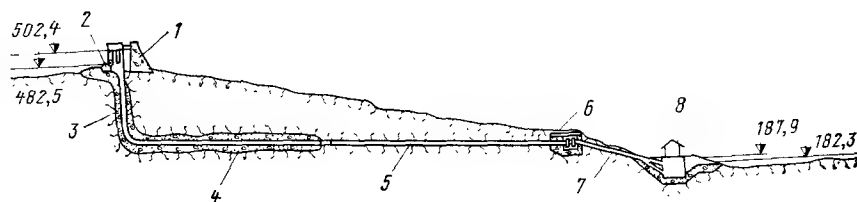


Рис. 4-24. Разрез по напорному тракту ГАЭС Фестиньог (Великобритания).
1 — плотина Стлан; 2 — водоприемник; 3 — две шахты диаметром 4,4 м; 4 — туннельные водоводы (четыре нитки диаметром 3,25 м); 5 — то же со стальной облицовкой (четыре нитки диаметром 2,8 м); 6 — помещение затворов; 7 — преднапряженные железобетонные водоводы со стальной облицовкой (четыре нитки диаметром 2,3 м); 8 — здание ГАЭС.

В проекте сравнивались варианты стальных, сталежелезобетонных и железобетонных трубопроводов различных конструкций. При этом расход металла в сталежелезобетонном варианте ниже примерно на 20%; экономия наиболее дефицитного стального проката составляет около 10 тыс. т. Применение сталежелезобетонных водоводов обеспечивает также снижение стоимости основных сооружений.

Сравнение различных типов сталежелезобетонных и железобетонных трубопроводов было проведено для вариантов монолитного и сборного изготовления с предварительным напряжением арматуры и без него. Наименьшая потребность в металле была определена для варианта из монолитного железобетона с применением стали А-V без предварительного напряжения. Однако при армировании этой сталью в бетоне будут возникать трещины с раскрытием 0,7—0,8 мм, что недопустимо по условиям коррозии арматуры. Осуществление предварительного напряжения высокопрочной арматурной стали связано со сложной технологией производства работ и значительными трудозатратами.

В проекте рассмотрены варианты трубопровода из сборных элементов с производством их на закрытом полигоне близ водоприемного сооружения. Длина сборного элемента в различных вариантах от 4 до 10 м, толщина стенки от 0,3 до 0,7 м, масса от 100 до 450 т.

При дальнейшей разработке предполагается изучить возможность отказа от внутренней стальной облицовки толщиной 10 мм с заменой ее каменноугольно-эпоксидной изоляцией. Это мероприятие может дать дополнительную экономию листового проката в размере около 9 тыс. т (при увеличении количества арматурной стали на 6 тыс. т).

Изучается возможность предварительного напряжения конструкции водоводов с навивкой спиральной арматуры.

Вариант сборной конструкции сталежелезобетонных водоводов Загорской ГАЭС приведен на рис. 4-25.

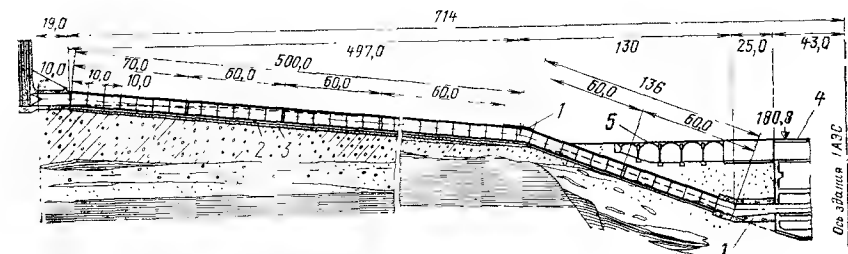


Рис. 4-25. Сталежелезобетонные подводящие водоводы Загорской ГАЭС (вариант сборной конструкции).

1 — участки из монолитного железобетона; 2 — бетонная подготовка; 3 — гравийно-галечный грунт; 4 — здание ГАЭС; 5 — мост.

в) Отводящие водоводы

Отводящие водоводы турбин ГАЭС обычно совмещены с подводящими водоводами насосов и в большинстве случаев работают в напорном гидравлическом режиме.

Безнапорные отводящие водоводы применяются только при установке на ГАЭС ковшовых турбин.

На ГАЭС Лаго-Делио установлено восемь агрегатных блоков с ковшовыми турбинами и центробежными насосами, которые заглублены под уровень на 21,6 м. ГАЭС связана с нижним бассейном (оз. Лаго-Маджоре) двумя безнапорными отводящими туннелями длиной около 180 м каждый. В туннели снизу врезаются подводящие водоводы насосов. Из-за возможных колебаний уровня озера (3,5 м) и переменного гидравлического режима в туннелях высота последних принята 11 м. Максимальный пролет туннелей в свету 7 м с уменьшением у подошвы до 4,1 м [45]. Аналогичная компоновка осуществлена на ГЭС—ГАЭС Сан-Фиорано.

Напорные отводящие водоводы выполняются наиболее часто в виде туннелей. В зависимости от их длины, скорости течения воды, расчетного быстрого действия затворов, величины гидравлического удара принимается решение о необходимости устройства на них уравнильных резервуаров. В качестве ориентировочного критерия необходимости резервуара могут служить формулы (4-2) — (4-4). Для выявления специфики работы отводящей напорной гидравлической системы в переходных режимах обычно выполняются модельные исследования и расчеты.

Как было установлено при разработке проекта ГАЭС Синтойоне и некоторых других японских ГАЭС, наиболее опасные гидравлические явления в водоводах—образование вакуума, разрыв сплошности потока при сбросах нагрузки—исключаются, если скорость течения не превосходит 6 м/с и длина сооружения—300 м [75]. Колебание давления в переходных режимах зависит в основном от скорости течения. Некоторые резонансные явления на гармониках низкой частоты, возникшие в отводящем тракте ГАЭС Синтойоне, удалось снять нагнетанием воздуха в отсасывающие трубы агрегатов. Устойчивость работы системы в насосном режиме оказалась существенно выше, чем в турбинном.

Наиболее короткие отводящие водоводы являются по существу продолжением отсасывающих (всасывающих) труб ГАЭС. Подобная конструкция применена на ГАЭС Бразимоне-Сувиана (рис. 4-26). В некоторых случаях отводящие водоводы встраиваются в подводную часть здания ГАЭС.

При значительной протяженности отводящего тракта два или более водовода объединяются в магистральный туннель. Конструкция развилки на отводящем тракте, как правило, проще, чем на подводящем, из-за существенно меньшего внутреннего давления. В стальной облицовке

Рис. 4-26. Отводящие водоводы ГАЭС Бразимоне-Сувиана (Италия). а — горизонтальный разрез; б — вертикальный разрез.

обычно выполняют лишь прилегающую к подземному машинному залу часть напорного отводящего тракта, чтобы предотвратить обводнение скального массива, окружающего машинный зал.

На ГАЭС Вальдек II статический напор в начале отводящего тракта достигает 40 м и повышается при гидравлическом ударе на 25%. Металлом облицованы участки водоводов и их развилка до уравнительного резервуара на расстоянии до 80 м от контура выработки машинного зала. Максимальная скорость течения воды на облицованных участках достигает 7 м/с.

Аналогично выполнена облицовка на ГАЭС Кэмлаф, Хорнберг и ряде других.

Наиболее длинные отводящие водоводы без уравнительных резервуаров выполнены на японских ГАЭС Окукиоцу и Синтойоне протяженностью соответственно 430 и 320 м.

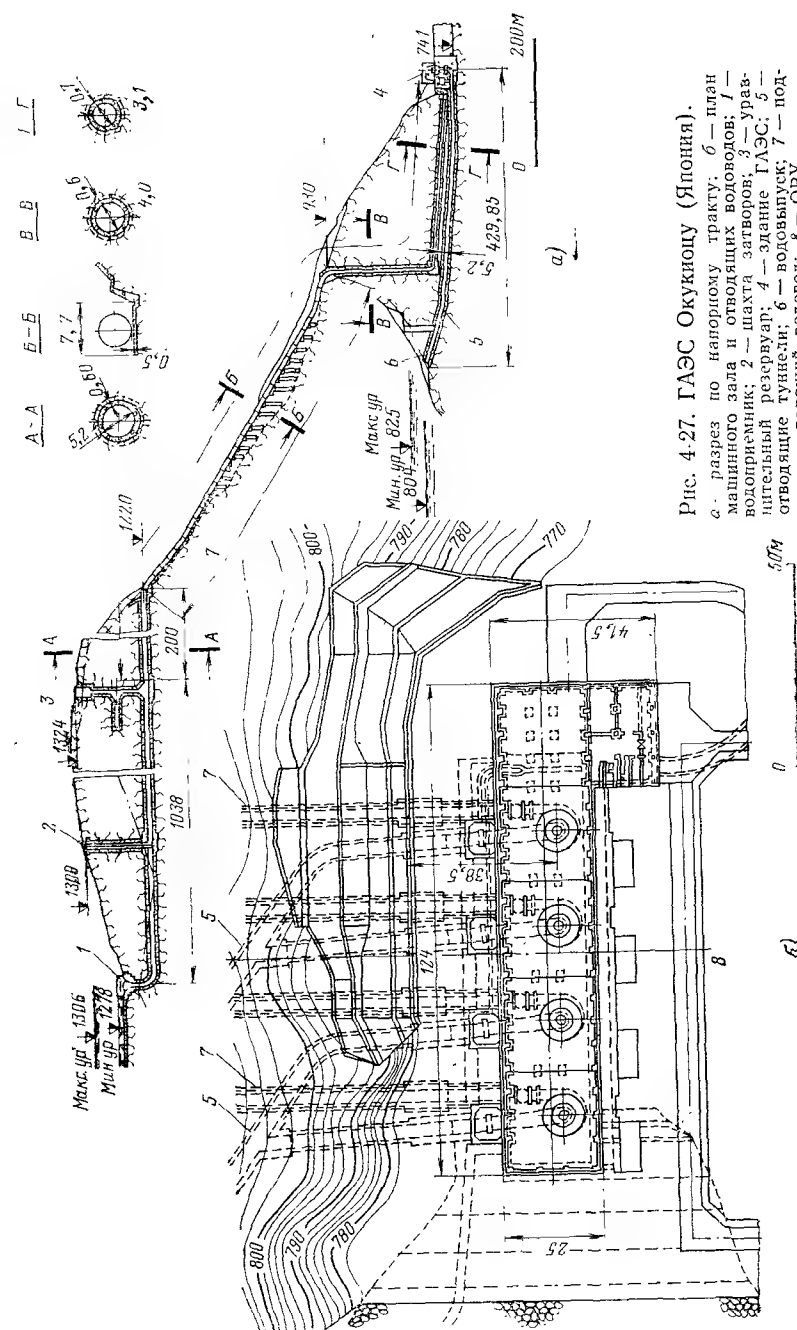


Рис. 4-27. ГАЭС Окукиоцу (Япония). а — разрез по напорному тракту; б — план машинного зала и отводящих водоводов; в — уравнительный резервуар; 4 — здание ГАЭС; 5 — отводящий туннель; 6 — водовод; 7 — подводящий водовод; 8 — ОРУ.

Technical drawing of a dam cross-section. The drawing includes several views and dimensions:

- Top View:** Shows the plan view of the dam crest with dimensions 6.3, 0.4, 4.9, and 0.6.
- Section A-A:** A cross-section of the dam crest with a width of 7.5 and a height of 10.5. The top surface is sloped with a 0.8:1 ratio.
- Section B-B:** A cross-section of the dam crest with a width of 8.0 and a height of 1.0.
- Section G-G:** A cross-section of the dam crest with a width of 8.0 and a height of 1.0.
- Main Cross-Section:** Shows the dam body with a crest width of 12.0 and a height of 596.8. The upstream slope is 1:0.625, and the downstream slope is 1:0.625. The crest is at elevation 574.4. The upstream face is at elevation 560.0. The downstream face is at elevation 596.8. The crest is at elevation 574.4. The upstream face is at elevation 560.0. The downstream face is at elevation 596.8.
- Dimensions:**
 - Upstream face: 199.5 (Min.ур.), 228.0 (1^я г.к.с.ур.), 265.8 (2^я г.к.с.ур.), 45.0 (3^я г.к.с.ур.), 2448.7 (4^я г.к.с.ур.), 13.5 (5^я г.к.с.ур.), 98.8 (6^я г.к.с.ур.), 20.0 (7^я г.к.с.ур.), 22.1 (8^я г.к.с.ур.), 43.6 (9^я г.к.с.ур.), 400.0 (10^я г.к.с.ур.), 596.8 (11^я г.к.с.ур.), 62.9 (12^я г.к.с.ур.), 574.4 (13^я г.к.с.ур.), 560.0 (14^я г.к.с.ур.), 559.4 (15^я г.к.с.ур.), 430.0 (16^я г.к.с.ур.), 29.6 (17^я г.к.с.ур.), 12.0 (18^я г.к.с.ур.), 596.8 (19^я г.к.с.ур.), 62.9 (20^я г.к.с.ур.), 574.4 (21^я г.к.с.ур.), 560.0 (22^я г.к.с.ур.), 559.4 (23^я г.к.с.ур.), 430.0 (24^я г.к.с.ур.), 29.6 (25^я г.к.с.ур.), 12.0 (26^я г.к.с.ур.), 596.8 (27^я г.к.с.ур.), 62.9 (28^я г.к.с.ур.), 574.4 (29^я г.к.с.ур.), 560.0 (30^я г.к.с.ур.), 559.4 (31^я г.к.с.ур.), 430.0 (32^я г.к.с.ур.), 29.6 (33^я г.к.с.ур.), 12.0 (34^я г.к.с.ур.), 596.8 (35^я г.к.с.ур.), 62.9 (36^я г.к.с.ур.), 574.4 (37^я г.к.с.ур.), 560.0 (38^я г.к.с.ур.), 559.4 (39^я г.к.с.ур.), 430.0 (40^я г.к.с.ур.), 29.6 (41^я г.к.с.ур.), 12.0 (42^я г.к.с.ур.), 596.8 (43^я г.к.с.ур.), 62.9 (44^я г.к.с.ур.), 574.4 (45^я г.к.с.ур.), 560.0 (46^я г.к.с.ур.), 559.4 (47^я г.к.с.ур.), 430.0 (48^я г.к.с.ур.), 29.6 (49^я г.к.с.ур.), 12.0 (50^я г.к.с.ур.), 596.8 (51^я г.к.с.ур.), 62.9 (52^я г.к.с.ур.), 574.4 (53^я г.к.с.ур.), 560.0 (54^я г.к.с.ур.), 559.4 (55^я г.к.с.ур.), 430.0 (56^я г.к.с.ур.), 29.6 (57^я г.к.с.ур.), 12.0 (58^я г.к.с.ур.), 596.8 (59^я г.к.с.ур.), 62.9 (60^я г.к.с.ур.), 574.4 (61^я г.к.с.ур.), 560.0 (62^я г.к.с.ур.), 559.4 (63^я г.к.с.ур.), 430.0 (64^я г.к.с.ур.), 29.6 (65^я г.к.с.ур.), 12.0 (66^я г.к.с.ур.), 596.8 (67^я г.к.с.ур.), 62.9 (68^я г.к.с.ур.), 574.4 (69^я г.к.с.ур.), 560.0 (70^я г.к.с.ур.), 559.4 (71^я г.к.с.ур.), 430.0 (72^я г.к.с.ур.), 29.6 (73^я г.к.с.ур.), 12.0 (74^я г.к.с.ур.), 596.8 (75^я г.к.с.ур.), 62.9 (76^я г.к.с.ур.), 574.4 (77^я г.к.с.ур.), 560.0 (78^я г.к.с.ур.), 559.4 (79^я г.к.с.ур.), 430.0 (80^я г.к.с.ур.), 29.6 (81^я г.к.с.ур.), 12.0 (82^я г.к.с.ур.), 596.8 (83^я г.к.с.ур.), 62.9 (84^я г.к.с.ур.), 574.4 (85^я г.к.с.ур.), 560.0 (86^я г.к.с.ур.), 559.4 (87^я г.к.с.ур.), 430.0 (88^я г.к.с.ур.), 29.6 (89^я г.к.с.ур.), 12.0 (90^я г.к.с.ур.), 596.8 (91^я г.к.с.ур.), 62.9 (92^я г.к.с.ур.), 574.4 (93^я г.к.с.ур.), 560.0 (94^я г.к.с.ур.), 559.4 (95^я г.к.с.ур.), 430.0 (96^я г.к.с.ур.), 29.6 (97^я г.к.с.ур.), 12.0 (98^я г.к.с.ур.), 596.8 (99^я г.к.с.ур.), 62.9 (100^я г.к.с.ур.), 574.4 (101^я г.к.с.ур.), 560.0 (102^я г.к.с.ур.), 559.4 (103^я г.к.с.ур.), 430.0 (104^я г.к.с.ур.), 29.6 (105^я г.к.с.ур.), 12.0 (106^я г.к.с.ур.), 596.8 (107^я г.к.с.ур.), 62.9 (108^я г.к.с.ур.), 574.4 (109^я г.к.с.ур.), 560.0 (110^я г.к.с.ур.), 559.4 (111^я г.к.с.ур.), 430.0 (112^я г.к.с.ур.), 29.6 (113^я г.к.с.ур.), 12.0 (114^я г.к.с.ур.), 596.8 (115^я г.к.с.ур.), 62.9 (116^я г.к.с.ур.), 574.4 (117^я г.к.с.ур.), 560.0 (118^я г.к.с.ур.), 559.4 (119^я г.к.с.ур.), 430.0 (120^я г.к.с.ур.), 29.6 (121^я г.к.с.ур.), 12.0 (122^я г.к.с.ур.), 596.8 (123^я г.к.с.ур.), 62.9 (124^я г.к.с.ур.), 574.4 (125^я г.к.с.ур.), 560.0 (126^я г.к.с.ур.), 559.4 (127^я г.к.с.ур.), 430.0 (128^я г.к.с.ур.), 29.6 (129^я г.к.с.ур.), 12.0 (130^я г.к.с.ур.), 596.8 (131^я г.к.с.ур.), 62.9 (132^я г.к.с.ур.), 574.4 (133^я г.к.с.ур.), 560.0 (134^я г.к.с.ур.), 559.4 (135^я г.к.с.ур.), 430.0 (136^я г.к.с.ур.), 29.6 (137^я г.к.с.ур.), 12.0 (138^я г.к.с.ур.), 596.8 (139^я г.к.с.ур.), 62.9 (140^я г.к.с.ур.), 574.4 (141^я г.к.с.ур.), 560.0 (142^я г.к.с.ур.), 559.4 (143^я г.к.с.ур.), 430.0 (144^я г.к.с.ур.), 29.6 (145^я г.к.с.ур.), 12.0 (146^я г.к.с.ур.), 596.8 (147^я г.к.с.ур.), 62.9 (148^я г.к.с.ур.), 574.4 (149^я г.к.с.ур.), 560.0 (150^я г.к.с.ур.), 559.4 (151^я г.к.с.ур.), 430.0 (152^я г.к.с.ур.), 29.6 (153^я г.к.с.ур.), 12.0 (154^я г.к.с.ур.), 596.8 (155^я г.к.с.ур.), 62.9

При незначительной длине отводящего тракта оправдано устройство отводящих туннелей от каждого агрегата (ГАЭС Такасэгава, Ревэн).

Часто уравнильные резервуары объединяют с камерами затворов (ГАЭС Вальдек II).

7

В Европе протяженные отводящие тракты осуществлены на ГАЭС Кэмлаф (Великобритания) 1200 м и Хорнберг (ФРГ) 1500 м.

Максимальные скорости течения в отводящих водоводах ГАЭС колеблются в пределах от 2,9 до 6,5 м/с (табл. 4-3).

Параметры магистральных участков напорных отводящих водоводов некоторых ГАЗС

ГАЗС	Максимальный статический напор, м	Длина участка, м	Максимальная скорость потока, м/с	Lv , м ² /с	Наличие уравнительного резервуара
Оукиоцу	84	370	6,1	2260	Нет
Синтойоне	70	270 *	5,7	1540	»
Такасегава	70 *	150	5,0	750	»
Вальдек II	40	430	3,5	1500	Есть
Окутатараги	45 *	2450	6,0	14700	»
Кэмлаф	30 *	1150	6,5 *	7500	»
Хорнберг	30 *	1300	2,9	3800	»

4-4. ЗДАНИЯ ГАЗС

Здания ГАЭС, расположенные на поверхности земли, можно разделить на здания, воспринимающие напор или совмещенные с подпорными сооружениями и не воспринимающие непосредственно напор верхнего бьефа.

88

сейна и на входящие в состав напорного фронта нижнего бассейна (или встроенные в подпорные сооружения, образующие нижний бассейн):

По размещению агрегатов открыто расположенные здания ГАЭС делятся на одноагрегатные, на здания с однорядным, двухрядным или с круговым расположением агрегатов (рис. 4-29).

Однорядное расположение агрегатов в здании ГАЭС соответствует традиционному размещению их на гидроэлектростанциях и достаточно удобно в эксплуатации. Однако при расположении такой ГАЭС в пределах нижнего бассейна, устроенного в узкой долине небольшого водотока, гидравлический режим в бассейне может оказаться неблагоприятным. Стремление рассредоточить поток и направить его в основном вдоль

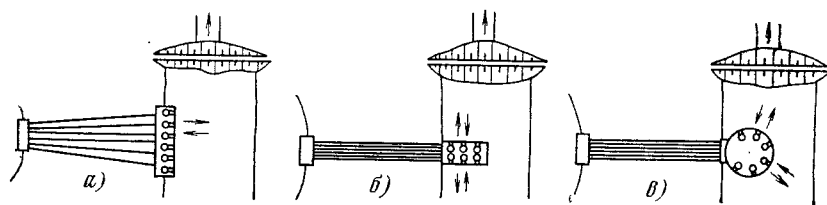


Рис. 4-29. Размещение агрегатов в зданиях ГАЭС.
а — однорядное; б — двухрядное; в — круговое.

долины привело к двухрядной и круговой компоновке агрегатов.

Здания, воспринимающие напор и входящие в состав напорного фронта верхнего бассейна, обычно применяют в смешанных схемах ГАЭС либо в приливных установках. По своей конструкции они аналогичны обычным ГЭС руслового типа и отличаются лишь закруглением выходных (входных) участков отсасывающих (всасывающих) труб, установкой сороудерживающих решеток со стороны нижнего бьефа, а также большим заглублением рабочих колес обратимых гидроагрегатов под уровень нижнего бьефа. Блоки с обратимыми агрегатами на ГЭС — ГАЭС обычно стремятся выполнить одинаковых размеров с блоками турбинных агрегатов. При этом единичные мощности обратимых агрегатов снижаются по сравнению с турбинными.

По предварительным проработкам для Переволокской ГЭС — ГАЭС при диаметре рабочих колес 9,0 м и ширине агрегатного блока поперек течения 28,5 м мощность обратимого агрегата составляет 75 МВт против 130 МВт турбинного агрегата. Дополнительное заглубление блоков обратимых агрегатов на Переволокской ГЭС — ГАЭС достигает 2,5 м.

Воспринимающее напор здание ГАЭС Гарри Трумэн (Кэйзингер Блаф) строится в США на р. Осейдж. В нем устанавливается шесть наклонных гидроагрегатов с обратимыми поворотно-лопастными гидромашинами общей

мощностью 160 МВт. Максимальный напор ГАЭС 24 м в турбинном и 17 м в насосном режиме (рис. 4-30) [73].

При напорах свыше 20 м здания ГАЭС с вертикальными агрегатами могут совмещаться с водосливными плотинами или встраиваться в них. Примером может служить проектируемая Константиновская ГЭС — ГАЭС на р. Южный Буг, входящая в состав Южно-Украинского энергетического комплекса (рис. 4-31).

Здание Константиновской ГЭС — ГАЭС запроектировано из восьми одноагрегатных секций, в каждой из которых размещаются один обратимый агрегат и два поверхностных водосброса. Максимальный напор ГАЭС 47,5 м. Мощ-

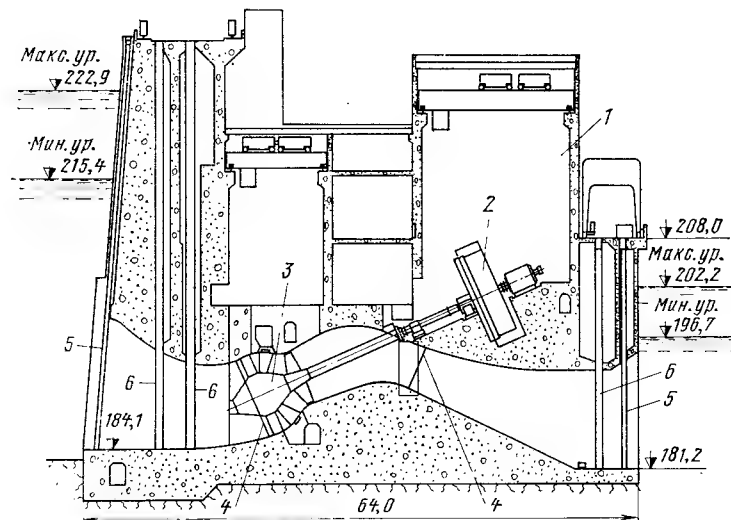


Рис. 4-30. ГЭС — ГАЭС Гарри Трумэн (Кэйзингер Блаф) в США.

1 — машинный зал; 2 — двигатель-генератор; 3 — обратимая гидромашина; 4 — граница стальной облицовки; 5 — паз решетки; 6 — паз затвора.

ность каждого агрегата 50 МВт. Размеры здания (с монтажной площадкой): длина 254, ширина 73, максимальная высота 83 м.

Другим примером такой компоновки является здание ГЭС — ГАЭС Хатанаги (Япония) с тремя обратимыми агрегатами общей мощностью 116 МВт, встроенное в контрфорсную плотину высотой 125 м [26]. Плотина образует верхний бассейн ГАЭС. Крыша здания ГАЭС представляет собой продолжение водосливной грани плотины. Стальные подводящие водоводы расположены между контрфорсами. Отсасывающие трубы объединены общим коллектором.

Здания, встроенные в подпорные сооружения нижнего бассейна, обычно обеспечивают достаточное заглубление гидроагрегатов без устройства глубоких котлованов или специальных водоводов в обход подпорного сооружения.

Строящаяся ГЭС — ГАЭС Мапрагг входит в состав каскада Саргансерланд в Швейцарии. Верхний бассейн, являющийся одновременно регулирующим сооружением каскада (полезная емкость 33,4 млн. м³), образован арочной плотиной Гигервальд высотой 147 м. Нижний бассейн (полезная емкость

2,5 млн. м³) создается гравитационной плотиной высотой 75 м с встроенным в нее зданием ГАЭС (рис. 4-32). ГАЭС, сооружаемая в узком каньоне р. Тамина, отличается компактностью. В здании ГАЭС установлены три гидроагрегата (по трехмашинной схеме) мощностью в турбинном режиме по 93,3 МВт на напор 483 м, шесть шаровых затворов, повысительные трансформаторы. На крыше здания расположено ОРУ. В плотину встроены также донный водосброс и водоприемник деривации нижерасположенной ГЭС Сарелли, камеры подъемных механизмов для затворов. Объем бетона по плотине и зданию ГАЭС 118 тыс. м³ (0,42 м³/Вт).

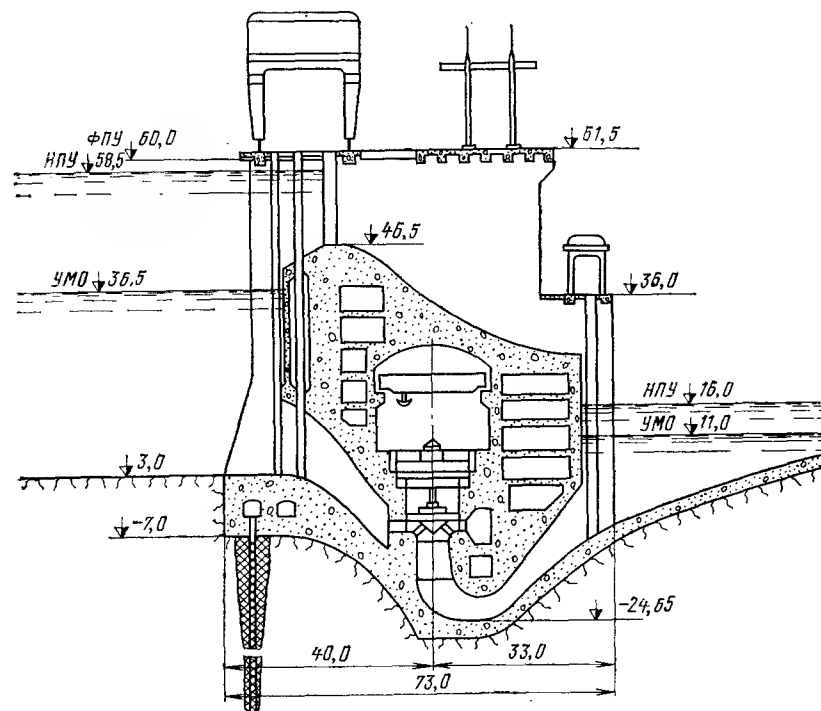


Рис. 4-31. Константиновская ГЭС—ГАЭС (проект).

Аналогичное по общему компоновочному решению здание ГАЭС Ова Спин с двумя агрегатами общей мощностью 50 МВт построено в Швейцарии в 1967 г. [26].

Здания ГАЭС, не воспринимающие напор, имеют значительно большее распространение, чем описанные выше. Их можно разделить на здания приплотинного типа, расположенные за плотинами, образующими верхние бассейны ГАЭС (Ингурская ГЭС—ГАЭС, ГЭС—ГАЭС Липтовска Мара), а также за плотинами, образующими нижние бассейны (ГАЭС Лимберг, Терблинская ГАЭС, ГАЭС Оукуюцу), и на здания, расположенные изолированно от плотин. Последние распространены наиболее широко.

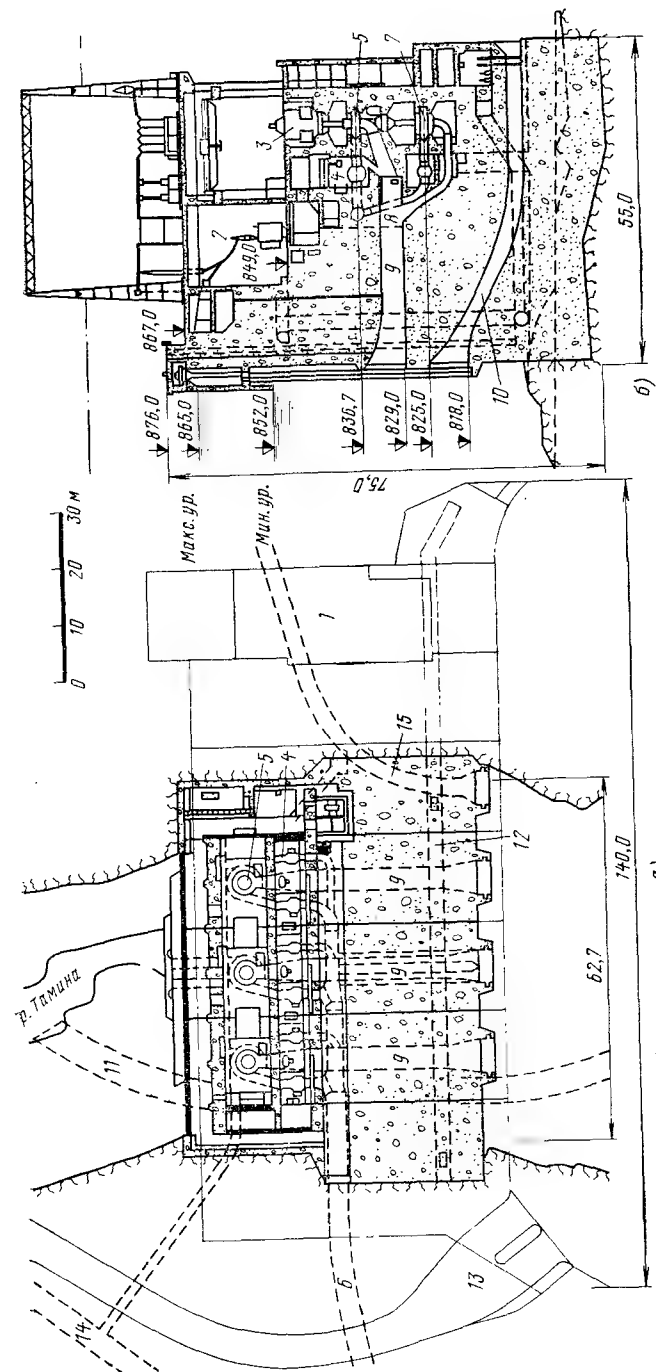


Рис. 4-32. ГЭС—ГАЭС Маппаг (Швейцария).

а — план на отметке 840, б — разрез; 1 — вспомогательные помещения; 2 — помещение трансформаторов; 3 — двигатель-генератор; 4 — шаровой затвор; 5 — турбина; 6 — подводный водосброс; 7 — центральный водовод; 8 — отводящий водовод; 9 — водовыпуск-водоприемник; 10 — подводный затвор; 11 — строительный туннель; 12 — цементационная галерея; 13 — водослив; 14 — транспортный туннель; 15 — подводный туннель ГЭС Сарелли.

В здании Ингурской ГЭС — ГАЭС (см. рис. 3-4) предполагается установить три обратимых гидроагрегата общей мощностью в турбинном режиме 750 МВт и два агрегата прямого действия общей мощностью 456 МВт. Удельный объем бетона по зданию Ингурской ГЭС — ГАЭС составит $0,2 \text{ м}^3/\text{кВт}$.

Строющаяся ГЭС — ГАЭС Липтовска Мара в составе каскада на р. Ваг (Чехословакия) расположена за плотной из грунтовых материалов высотой 45 м. В здании ГАЭС будут установлены четыре агрегата мощностью по 50 МВт, два из которых обратимые с турбинами диагонального типа.

Здание Теревлинской ГАЭС проектируется соорудить при существующей бетонной гравитационной плотине на р. Теревля высотой 50 м (рис. 4-33). При этом Теревлинское водохранилище будет использоваться в качестве нижнего бассейна ГАЭС. В здании ГАЭС будут установлены четыре обратимых гидроагрегата общей мощностью 900 МВт с напором 505 м и два агрегата прямого действия. Отсасывающие трубы турбин круто повернуты вверх и сообщаются с бассейном через короткие водоводы. Такое компоновочное решение даст

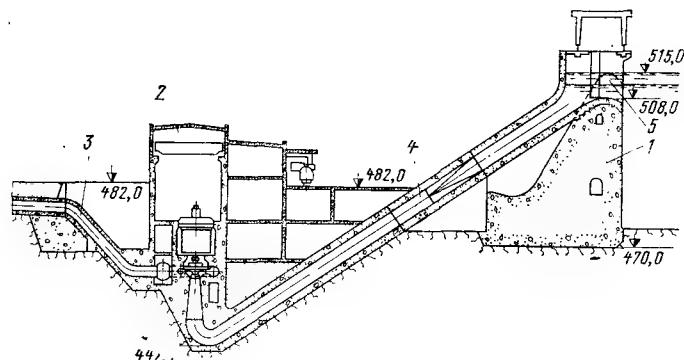


Рис. 4-33. Теревлинская ГАЭС (проект).

1 — существующая плотина; 2 — здание ГАЭС; 3 — подводный сталежелезобетонный водовод; 4 — отводящий железобетонный водовод; 5 — водовыпуск.

значительный экономический эффект по сравнению с подземным расположением машинного зала, особенно в геологических условиях долины р. Теревля, сложенной породами карпатского флиша с низкими геотехническими показателями.

Объем бетона здания Теревлинской ГАЭС 178 тыс. м^3 ($0,13 \text{ м}^3/\text{кВт}$).

ГАЭС Окукиоцу (Япония) строится у низового откоса каменно-земляной плотины Футан высотой 79 м. Размеры здания: длина 123, ширина 25, высота 35 м. В нем устанавливаются четыре обратимых гидроагрегата мощностью по 250 МВт на напор 470 м (см. рис. 4-27). Наземное расположение здания ГАЭС оказалось предпочтительнее по геологическим условиям. Отводящие туннельные водоводы длиной 430 м трассированы в обход левобережного примыкания плотины.

Изолированно от плотин сооружено большое количество зданий ГАЭС с однорядным расположением агрегатов. Наибольший интерес представляют построенные по такой схеме в последние годы в США ГАЭС Ладдингтон (1973 г.) и Кастейк (1974 г.).

Здание ГАЭС Ладдингтон открытого типа возведено на скальном основании и отличается обжатой компоновкой. В нем установлено шесть обратимых гидроагрегатов единичной мощностью в турбинном режиме 313 МВт. Максимальный напор 110 м. Диаметр рабочего колеса 8,38 м. Максимальное заглубление рабочего колеса под уровень нижнего бьефа 7,6 м. Размеры здания в плане 168×53 м. Максимальная строительная высота 36 м. Здание ГАЭС

состоит из шести агрегатных секций и секций монтажной площадки. Ширина каждой секции 24 м. Над агрегатами установлены съемные колпаки. Все здание, включая решетки и затворы со стороны нижнего бассейна, обслуживается козловым краном грузоподъемностью 25/50/360 т. Здание заглублено на 30 м ниже уровня оз. Мичиган и строилось за шпунтовой ячеистой перемычкой в открытом котловане. Боковые участки перемычки были продлены в сторону озера и образовали два волнолома. Объем бетона по зданию ГАЭС составил 140 тыс. м^3 при установленной мощности 1872 МВт, или $0,075 \text{ м}^3$ на 1 кВт (рис. 4-34).

На ГАЭС Кастейк установлено шесть обратимых гидроагрегатов единичной мощностью 200 МВт. Внутри здания располагаются также шаровые затворы. Компенсаторы на водоводах вынесены в отдельные помещения со стороны верхнего бьефа.

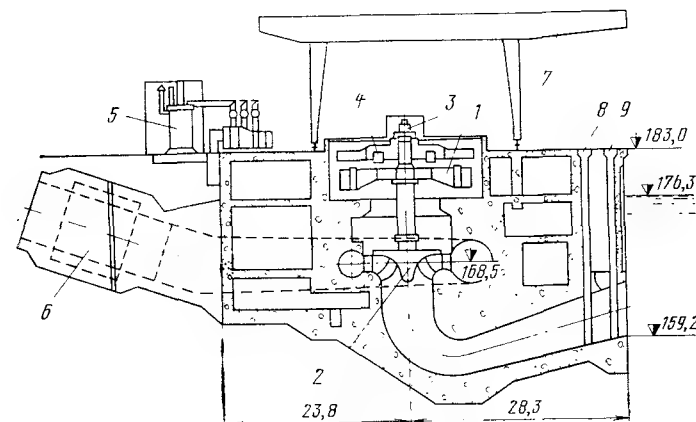


Рис. 4-34. Здание ГАЭС Ладдингтон (США).

1 — двигатель-генератор; 2 — обратимая гидромашина; 3 — возбудитель; 4 — пусковой двигатель; 5 — трансформатор; 6 — железобетонная камера компенсаторов; 7 — козловый кран; 8 — паз затворов; 9 — паз решеток.

Размеры здания ГАЭС в плане $152,5 \times 30,5$ м; полная высота здания 51,5 м. Объем железобетона здания ГАЭС около 190 тыс. м^3 ($0,152 \text{ м}^3/\text{кВт}$), содержание арматуры $72 \text{ кг}/\text{м}^3$. Конструкция здания рассчитана на сейсмические ускорения в основании до $0,4 \text{ g}$. Нижний участок траншеи трубопроводов так же, как на ГАЭС Ладдингтон, засыпан грунтом из полезных выемок. На этой засыпке размещается подстанция 230 кВ. Главные трансформаторы установлены на консольных выступах продольной стены здания, усиленной контрфорсами.

Материал обратной засыпки (алевролиты) отличается в водонасыщенном состоянии низкими геотехническими показателями, в связи с чем давление засыпки на тыловую стену при учете сейсмического воздействия превосходило допустимые пределы. Для перехвата и отвода воды, фильтрующей в пазуху за зданием ГАЭС, устроена система оконтуривающего дренажа с выпуском воды в отдельную насосную и откачкой ее в нижний бассейн [48].

Здание Кайшядорской ГАЭС принято прямоугольным в плане с однорядным расположением агрегатов. На ГАЭС запроектирована установка восьми обратимых гидроагрегатов по 200 МВт каждый (максимальный напор 110,5 м).

Аналогичная компоновка принята также для Загорской ГАЭС, на которой устанавливается шесть таких же агрегатов (рис. 4-35). Размеры здания: ширина 57,0, длина 142,0, высота 50,0 м. Оно разрезано по длине на две секции, в каждой из которых размещены три агрегатных блока. Монтажные площадки, а также опирающиеся на них служебно-производственные корпуса располо-

жены по торцам секций и консольно выступают на 22,4 м в каждую сторону. В разрезе соблюдено четкое разделение помещений: со стороны верхнего бьефа располагаются выходы генераторов и электротехническое оборудование, со стороны нижнего бьефа — ресиверы и другое вспомогательное оборудование. В связи со значительным заглублением агрегатов под машинного зала Загор-

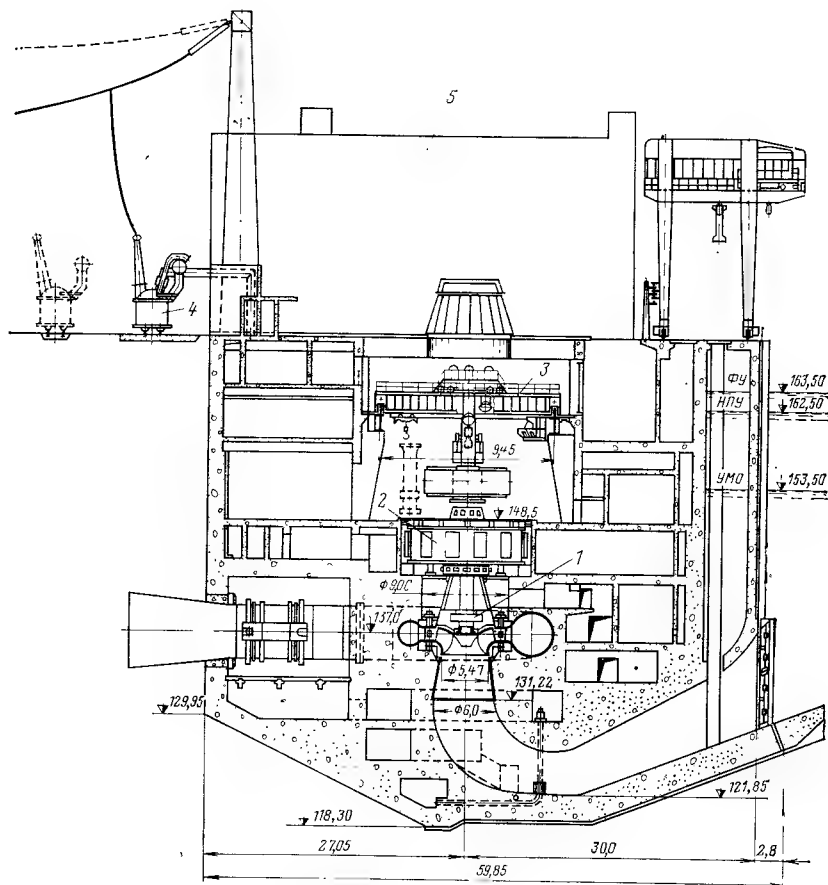


Рис. 4-35. Загорская ГАЭС (проект).

1 — обратимая гидромашина; 2 — двигатель-генератор; 3 — мостовой кран; 4 — трансформатор; 5 — служебно-производственный корпус.

ской ГАЭС находится на 18,4 м ниже планировочной отметки. Пазуха над водоводами засыпается грунтом.

Объем бетона по зданию 228 тыс. м³ (0,19 м³/кВт), расход арматуры 38,5 кг/м³.

Компоновки с наземным расположением зданий ГАЭС, в которых установлены горизонтальные агрегаты или вертикальные агрегаты, работающие по трехмашинной схеме, встречаются значительно реже, чем здания с обратимыми агрега-

тами. Это связано с тем, что трехмашинные схемы применяются в настоящее время только для высоконапорных установок, где, как правило, сооружаются подземные машинные залы.

Сопоставление вариантов компоновки наземного здания ГАЭС Фестиньог (Великобритания, $H=320$ м) с агрегатами, выполненными по трехмашинной и двухмашинной схемам, показывает явное преимущество последней. Объем бетона подводной части ГАЭС снижается при применении обратимых агрегатов примерно в 3 раза.

На ГАЭС Люнерзее (Австрия, $H=894$ м) установлено шесть вертикальных гидроагрегатов, работающих по трехмашинной схеме, с ковшовыми турбинами и многоступенчатыми центробежными насосами. Вода от ковшовых турбин по безнапорному отводящему водоводу поступает в нижний бассейн ГАЭС. Бустерные насосы, установленные у монтажной площадки, поднимают воду из нижнего бассейна в канал, расположенный на 10 м выше (рис. 4-36), откуда вода поступает к основным насосам ГАЭС, заглубленным на 21,8 м ниже уровня воды [45].

Основные показатели по наземным зданиям ГАЭС приведены в табл. 4-4.

Таблица 4-4

Основные показатели по некоторым наземным зданиям ГАЭС и ГЭС — ГАЭС

ГАЭС и ГЭС—ГАЭС	Количество и мощность агрегатов, МВт	Диаметр рабочего колеса, м	Максимальный напор, м	Наличие предтурбинных затворов в здании ГАЭС	Объем бетона, тыс. м ³	Удельный объем бетона на 1 кВт, м ³ /кВт
Переволоцкая ГЭС—ГАЭС (проект)	6 × 75	9,0	26	Есть	306	0,68
ГАЭС Ладингтон	6 × 313	8,38	110	Нет	140	0,08
Кайшядорская ГАЭС (проект)	8 × 200	6,3	110,5	»	225	0,14
Загорская ГАЭС (проект)	6 × 200	6,3	113	»	228	0,19
Ингурская ГЭС—ГАЭС (проект)	3 × 250	6,5	215	Есть	150	0,20
ГАЭС Кастейк	6 × 200	5,82	324	»	190	0,152
ГАЭС Лимберг	2 × 56	2,3	446	»	15,4	0,14
Тереблинская ГАЭС (проект)	4 × 225	4,6	505	»	178	0,13

Примечания: 1. Для ГЭС—ГАЭС, на которых обратимыми являются не все агрегаты, приводятся показатели только обратимой части установки.
2. Здание Переволоцкой ГЭС—ГАЭС относится к типу, воспринимающему напор.

Удельные показатели материалоемкости на 1 кВт мощности по зданиям ГАЭС (в частности, объема бетона, приведенные в табл. 4-4), не всегда могут явиться критерием эффективности конструктивно-компоновочного решения. В некоторых случаях можно существенно облегчить конструкцию здания ГАЭС, не

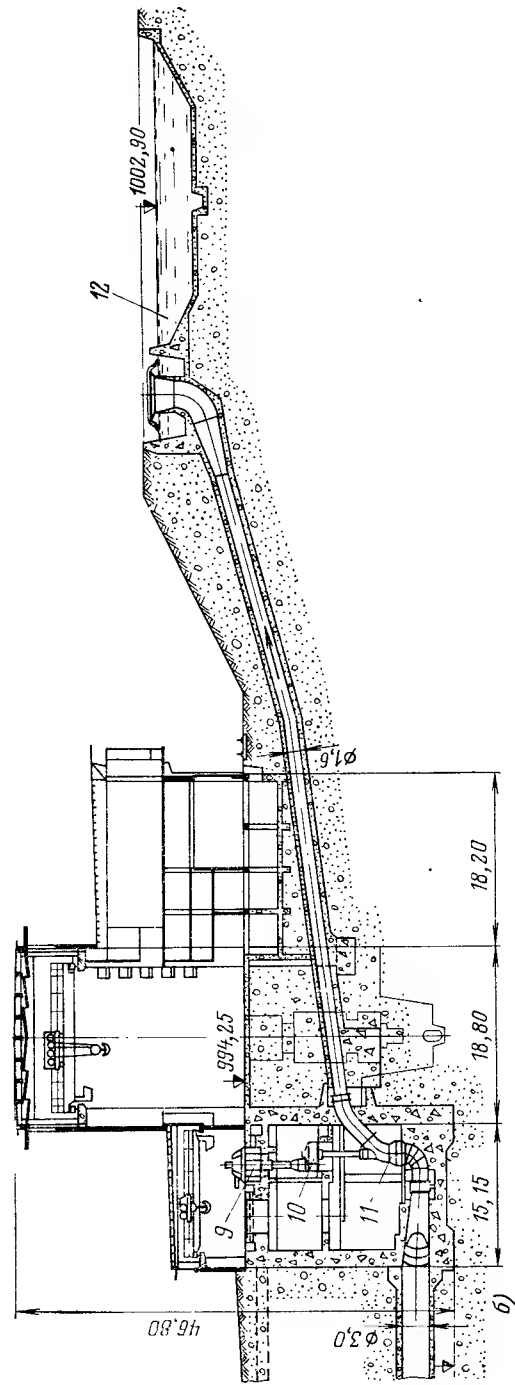
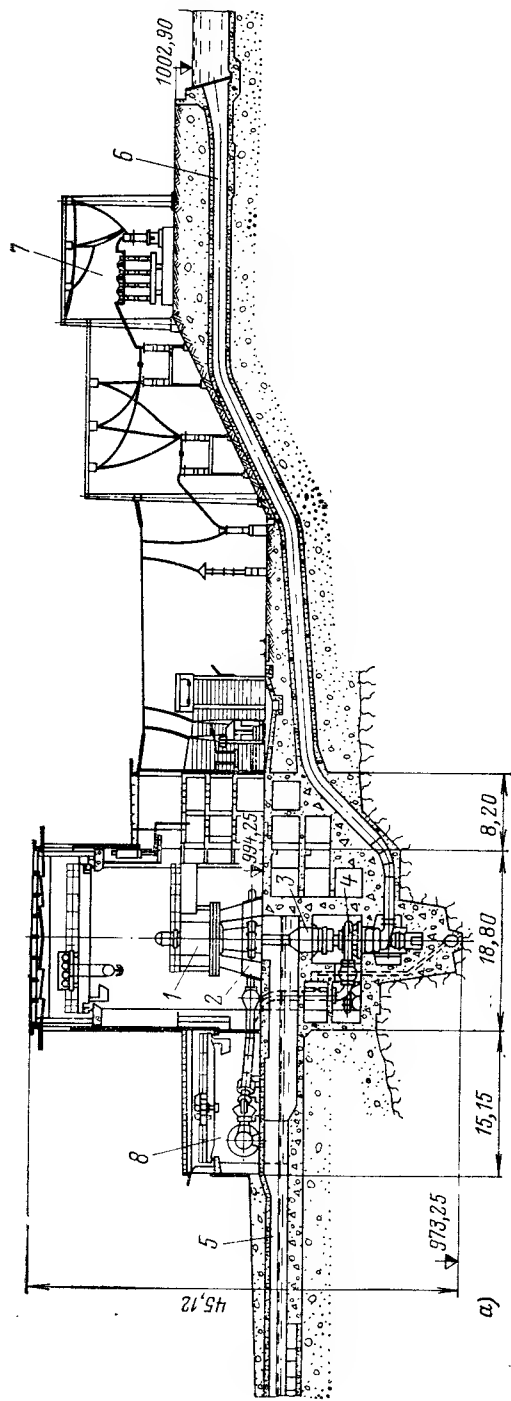


Рис. 4-36. ГАЭС Люнерзее (Австрия).

a — разрез по агрегатам; *б* — разрез по монтажной площадке: 1 — двигатель-генератор; 2 — вертикальная кованая турбина; 3 — муфта сцепления; 4 — многоступенчатый насос; 5 — отводящий лоток; 6 — водозабор насоса; 7 — ОРУ; 8 — затворы на подводящих водоводах; 9 — двигатель бустерного насоса; 10 — редуктор; 11 — бустерный насос; 12 — канал, подводящий воду к основным насосам.

воспринимающего напор, если его отодвинуть на значительное расстояние от склона, на котором расположены водоводы. Однако при этом увеличится длина водоводов, что вызовет увеличение их стоимости. Поэтому при сравнении вариантов должны сопоставляться комплексы взаимно связанных сооружений.

Значительное влияние на удельные показатели материалоемкости здания ГАЭС оказывают режим уровней нижнего бассейна, требуемое минимальное заглубление агрегатов и их единичная мощность. Так, ГАЭС Ладдингтон использует в качестве нижнего бассейна оз. Мичиган, уровень которого колеблется всего на 1,2 м, в то же время диапазон колебаний нижнего бьефа Загорской ГАЭС составляет 10 м.

Минимальное заглубление оси рабочего колеса обратимой гидромашины ГАЭС Ладдингтон (мощность 300 МВт) составляет 7,6 м против 14 м на Загорской ГАЭС (мощность 200 МВт). Потребное дополнительное заглубление здания Загорской ГАЭС по сравнению со зданием ГАЭС Ладдингтон равно, таким образом, $8,8 + 6,4 = 15,2$ м, или 42% общей строительной высоты подводной части последней ГАЭС.

С учетом перечисленных выше факторов удельные показатели сравниваемых ГАЭС существенно сближаются.

б) Подземные здания ГАЭС

Условия, при которых целесообразно подземное расположение машинных залов ГАЭС, изложены в § 3-3. Одним из самых важных условий является необходимость более значительного заглубления обратимых гидромашин по сравнению с обычными гидротурбинами. При расположении ГАЭС на поверхности земли пришлось бы в этом случае сооружать котлованы глубиной 50 м и более, что экономически неэффективно и трудно осуществимо.

Остальные факторы, влияющие на выбор подземного размещения машинных залов ГАЭС, не отличаются от факторов, учитываемых при проектировании ГЭС обычного типа.

Широкому распространению подземных машинных залов за последние годы способствовало интенсивное развитие технологии подземного гидротехнического строительства и конструктивных решений сооружений, позволившее достаточно экономично строить крупные подземные машинные залы и другие подземные выработки в различных геологических условиях, в том числе и в скальных породах с низкими геотехническими показателями (рис. 4-37). Особенно большую роль сыграло широкое внедрение анкерного крепления скальных массивов с применением предварительного натяжения в сочетании с набрызгбетоном, благодаря чему такие рекордные по размерам выработки машинных залов, как на ГАЭС Бэр Свэмп (пролет

24,5, высота 55 м), ГАЭС Вальдек II (пролет 33,5, высота 54 м), выполнены без несущих бетонных сводов и стен.

Подземные машинные залы можно классифицировать по расположению агрегатов (однорядное или кустовое), по уста-

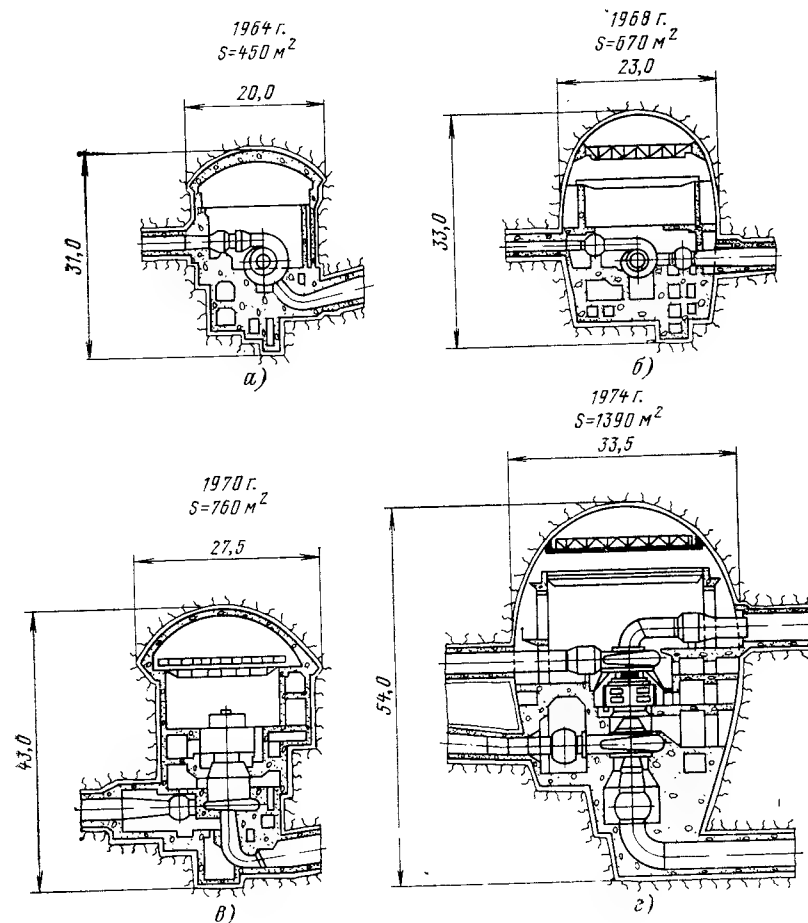


Рис. 4-37. Сопоставление размеров подземных выработок под машинные залы ГАЭС.

а — Вианден I (Люксембург); б — Зеккинген (ФРГ); в — Ко-Труа-Пон (Бельгия); г — Вальдек II (ФРГ).

новленному в нем оборудованию (двух-, трех- и четырехмашинные схемы с агрегатами на горизонтальном и вертикальном валу; трехмашинные схемы с ковшовыми или радиально-осевыми турбинами; с затворами в пределах общей выработки или вне ее; с размещением повысительных трансформаторов

в пределах или вне общей выработки), по конструкции и размещению фундаментов гидросилового оборудования (островная, полуостровная, «утопленная» компоновки), по расположению монтажной площадки (центральное или торцевое) и т. д. [26].

Для ГАЭС, на которых принята трехмашинная схема основного оборудования с ковшовыми турбинами, важнейшим фактором, определяющим компоновочное решение, является положение оси вращения гидроагрегатов. При вертикальной оси вращения выработка машинного зала получает сильно вытянутое

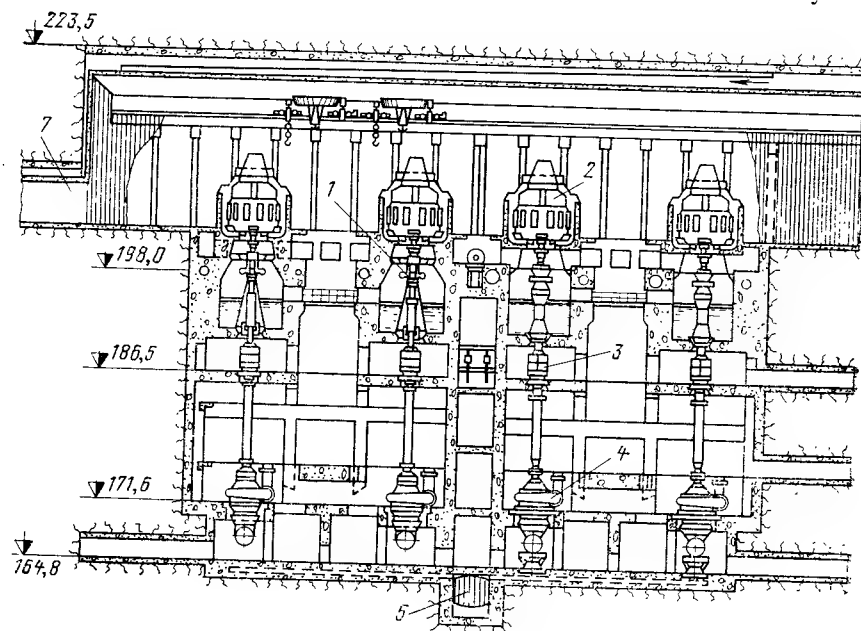


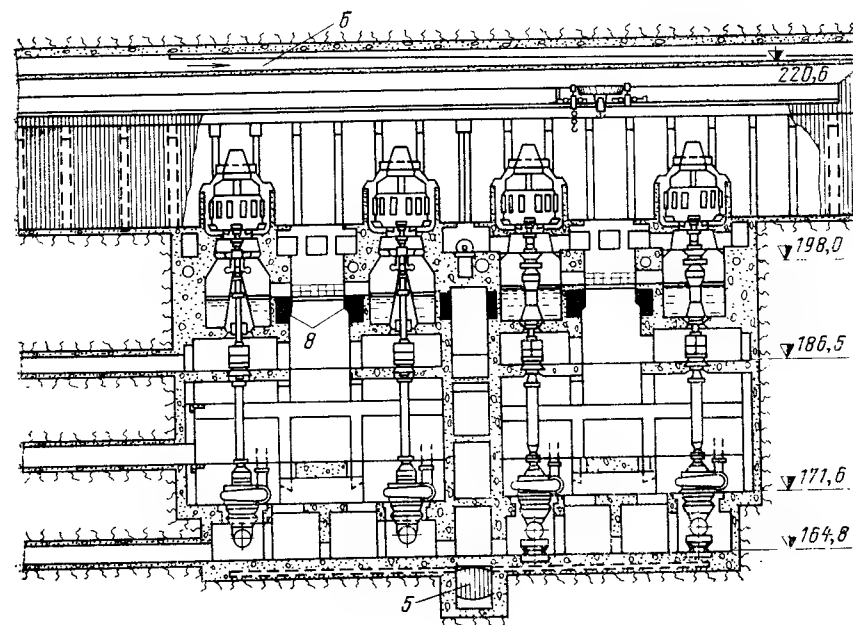
Рис. 4-38. Продольный разрез по подземному машинному залу ГАЭС Лаго-Делио. 1 — вертикальная ковшовая турбина; 2 — двигатель-генератор; 3 — муфта сцепления; 4 — машинный зал следующей очереди ГАЭС; 5 — дренажные рамы.

по вертикали очертание. При этом максимальная высота выработки может достигнуть 60—70 м при относительно небольшом пролете.

На ГЭС — ГАЭС Сан-Фиорано и ГАЭС Лаго-Делио (рис. 4-38) подземные выработки пройдены на глубине около 200 м в мелкозернистых гнейсах. В связи с вытянутой по вертикали формой выработки на обеих станциях были приняты специальные меры для предотвращения чрезмерных деформаций вертикальных стен и стабилизации напряженного состояния горного массива, окружающего выработку. Посередине высоты выработки установлены железобетонные распорные рамы, воспринимающие часть горизонтальных нагрузок. При этом замеренное давление на конструкцию из трех распорных рам, установленных в выработке второй очереди машинного зала ГАЭС Лаго-Делио,

составило около 700 000 кН. Эти рамы входят в фундаментную конструкцию гидроагрегатов.

На этой ГАЭС подземный машинный зал разделен монтажной площадкой на две симметричные части, которые сооружались последовательно. Обе части машинного зала соединяются также галереями в трех уровнях. Основные габариты выработок: максимальная длина на уровне машинного зала 191,5 м, на уровне соединительных валов, муфт и насосов — $2 \times 67,9$ м; максимальная высота 60,7 м; пролет на уровне машинного зала 21,0, на уровне насосов — 15,9 м. Затворы перед турбинами и за насосами размещаются в общей выработке, а главные трансформаторы и ЗРУ — в отдельных подземных помещениях. Свод машинного зала выполнен в виде железобетонной арки с подвесным потолком. Пространство между сводом и потолком используется для



Делио (Италия).

многоступенчатый насос; 5 — дренажный колодец; 6 — воздуховод; 7 — проход к машин-

целей вентиляции. Для крепления скального массива, окружающего подземные выработки, было установлено свыше 6000 предварительно-напряженных стальных анкеров длиной до 30 м на усилия до 800 кН [67].

Значительное упрощение компоновочных решений подземных машинных залов высоконапорных ГАЭС с ковшовыми турбинами и улучшение условий эксплуатации достигается при горизонтальном расположении оси вращения.

На ГЭС — ГАЭС Онгрэн-Леман (Швейцария), нижним бассейном которой является Женевское озеро (Лак Леман), максимальный используемый напор равен 878 м (рис. 4-39). Мощность каждой агрегатной группы, включающей две ковшовые горизонтальные турбины, обратимый двигатель-генератор, соеди-

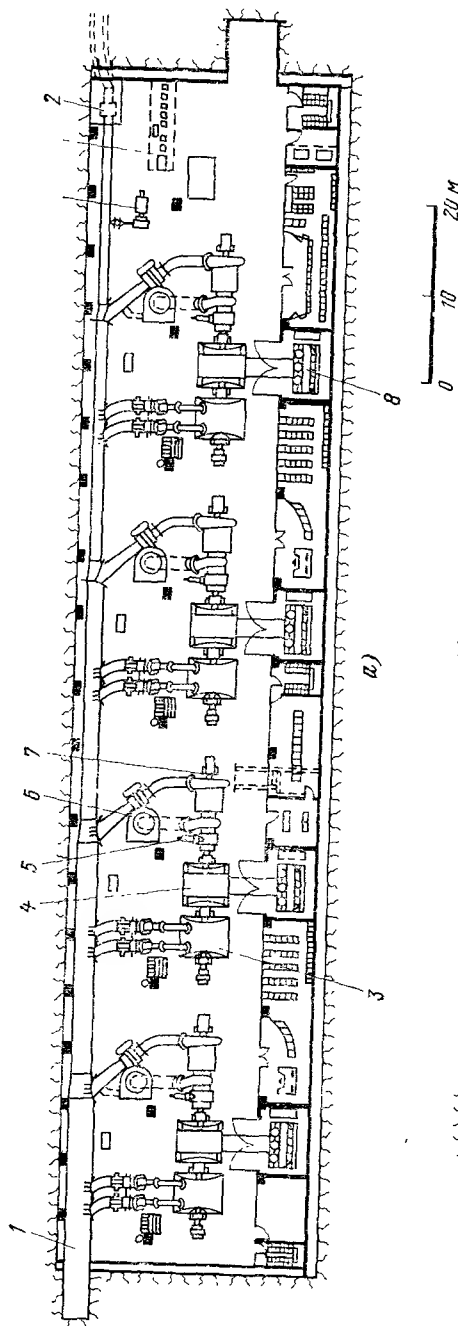


Рис. 4-39. ГЭС—ГАЭС Онгрэн-Леман (Швейцария).

а — план машинного зала; б — разрез по турбине; в — разрез по насосу; г — стальная подводная водовод; 2 — затвор холостого водовода; 3 — горизонтальная ковшовая турбина; 4 — двигатель-генератор; 5 — пусковая турбина; 6 — бустерный насос; 7 — основной насос; 8 — трансформатор.

нительную муфту автоматического действия, вспомогательную пусковую турбину и пятиступенчатый центробежный насос, 60 МВт. Полная мощность ГАЭС 240 МВт. В общей подземной выработке машинного зала расположены шаровые затворы на турбинных и насосных водоводах, обслуживаемые отдельным мостовым краном, главные трансформаторы, вспомогательное электро-техническое оборудование, бустерные насосы и др. Особенностью компоновки является открытое расположение внутри машинного зала магистрального водовода с многочисленными развилками к агрегатам и холостым выпуском в нижний бассейн. Пролет полуциркульного свода машинного зала достигает 31,6 м, максимальная высота выработки 30 м. Свод машинного зала выполнен без несущей железобетонной конструкции и укреплен только анкерами и тонкой железобетонной облицовкой [78].

Таким образом, высота выработки под машинный зал при горизонтальных ковшовых агрегатах примерно в 2 раза меньше, чем при вертикальных. Недостатком компоновочного решения с горизонтальными агрегатами является большая длина зала.

Так, в машинном зале ГАЭС Онгрэн-Леман длиной 148 м установлены четыре агрегатные группы по 60 МВт, в то время как в зале ГАЭС Лаго-Делио длиной 191,5 м размещены восемь групп по 130 МВт. Кроме того, на ГАЭС Онгрэн-Леман под машинным залом на всей его длине проложен безнапорный водовод, что также привело к увеличению объема выломки.

Таким образом, удельный показатель объема скальной выломки на 1 кВт установленной мощности ГАЭС Онгрэн-Леман ($0,37 \text{ м}^3/\text{кВт}$) хуже по сравнению с ГАЭС Лаго-Делио ($0,16 \text{ м}^3/\text{кВт}$) и с другими высоконапорными ГАЭС.

Имеются примеры применения в последние годы в составе трехмашинных агрегатных групп высоконапорных радиально-осевых турбин. Это упростило компоновку машинных залов, поскольку турбины и применяемые в блоке с ними центробежные насосы в каждом случае могут быть подобраны с одинаковыми требованиями по заглублению под уровень нижнего бассейна.

Трехмашинные агрегаты с радиально-осевыми турбинами также изготавливаются в горизонтальном и вертикальном исполнении.

На ГАЭС Вальдек II установлены два вертикальных агрегата, включающих радиально-осевую турбину, реверсивный двигатель-генератор и одноступенчатый центробежный насос (см. рис. 3-10). Максимальный статический напор 338 м, единичная мощность агрегата 220 МВт. В общей выработке размещаются шаровые затворы верхнего и нижнего бьефов; главный повысительный трансформатор 15/380 кВ и вспомогательное электротехническое оборудование вынесены в торцевую часть машинного зала и отделены от гидравлического оборудования монтажной площадкой.

Подземная выработка площадью сечения 1390 м^2 осуществлена в глинистых сланцах и песчаниках с невысокими геотехническими показателями (модуль деформации 3000—5000 МПа). Для обоснования проекта был выполнен обширный комплекс изысканий и исследований, включавших проходку разведочных штолен общей длиной 1300 м, бурение с поверхности двух вертикальных скважин, бурение из подземных выработок десяти горизонтальных скважин, бурение скважин (с получением керна) для установки опытных анкеров и бурение специальной горизонтальной скважины длиной 60 м вдоль оси машинного зала с установкой в ней измерительной аппаратуры.

Сечение машинного зала принято овального очертания, что обеспечило оптимальное напряженное состояние породы и относительно небольшие деформации контура выработки (менее 10 см). Работы по проходке машинного зала велись попарно со строгим соблюдением очередности и немедленным креплением выработки. Для этого применили 950 предварительно-напряженных

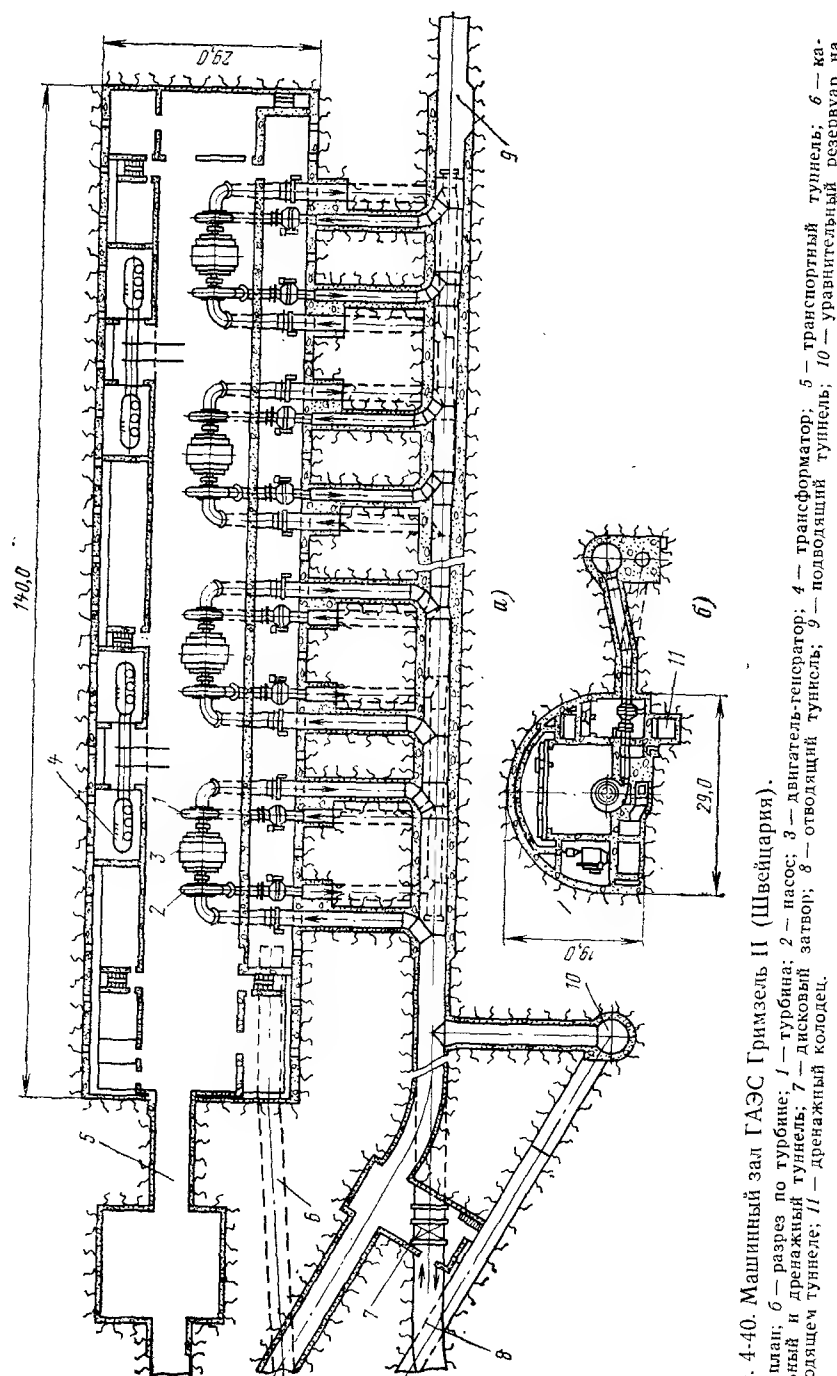


Рис. 4-40. Машинный зал ГАЭС Гримзель II (Швейцария).

а — план; б — разрез по турбине; 1 — турбина; 2 — насос; 3 — двигатель-генератор; 4 — трансформатор; 5 — транспортный туннель; 6 — кабельный и дренажный туннель; 7 — дисковый затвор; 8 — отводящий затвор; 9 — подводящий туннель; 10 — дренажный колодец; 11 — отводящий колодец.

многостержневых анкеров длиной до 28 м. Кроме того, было установлено около 4000 простых анкеров длиной от 4 до 6 м [37, 72, 80].

При высоком техническом уровне строительной части проекта гидроэнергетического оборудование ГАЭС Вальдек II не может в настоящее время считаться прогрессивным. Этот вывод вытекает из сравнения удельных показателей выработки на 1 кВт установленной мощности ГАЭС Вальдек II с аналогами примерно такого же напора (ГАЭС Круахан, Маркерсбах, Вилларино, Вианден I, см. рис. 7-2), где установлены обратимые гидромашины.

Вертикальное расположение четырех гидроагрегатов с радиально-осевой турбиной и центробежным насосом предусмотрено также в машинном зале проектируемой в Чехословакии ГАЭС Длоуге Стране мощностью 600 МВт (напор 540 м). Размеры выработки машинного зала: пролет 24,5, максимальная высота 52, длина 114 м. Главные трансформаторы предполагается установить вдоль одной из стен выработки, а затворы на подводящих и отводящих водоводах — в глубоких колодцах, расположенных по оси машинного зала (см. рис. 4-20).

К недостаткам компоновки машинного зала этой ГАЭС нужно отнести значительный дополнительный объем подземной выработки, в которой размещаются подводящие, отводящие водоводы и их развилки. К тому же этот объем после монтажа водоводов заполняется бетоном, что является дополнительной причиной ухудшения удельных показателей подземного машинного зала ГАЭС Длоуге Стране по сравнению с аналогами (см. рис. 7-2).

Горизонтальное расположение агрегатов по трехмашинной схеме с радиально-осевыми турбинами осуществляется в машинном зале ГАЭС Гримзель II (Швейцария). Напор ГАЭС 435 м, мощность одного агрегата 150 мВт. Кроме четырех агрегатов в общей выработке располагаются повысительные трансформаторы, ЗРУ и другое вспомогательное оборудование.

Характерной особенностью компоновки является расположение подводящего и отводящего водоводов в общей выработке по одну сторону от машинного зала. Это позволяет вдоль одной продольной стены машинного зала сгруппировать затворы на подводящих водоводах, а вдоль другой — установить все электрическое оборудование. Выработка машинного зала имеет простое очертание, близкое к полуокружности с диаметром 29 м при высоте 19 м (рис. 4-40). Монтажная площадка расположена в торце машинного зала длиной 140 м [46].

Таким образом, длина машинного зала ГАЭС Гримзель II лишь незначительно превышает длину зала ГАЭС Вальдек II (106 м), несмотря на большую мощность и горизонтальное расположение агрегатов.

Сопоставление удельных объемов скальной выработки на 1 кВт установленной мощности (0,24 м³/кВт на ГАЭС Вальдек II и 0,11 м³/кВт на ГАЭС Гримзель II) показывает преимущества компоновочного решения, принятого для ГАЭС Гримзель II. Кроме того, при компоновке этой ГАЭС достигнуто лучшее расположение оборудования и меньшие размеры поперечного сечения выработки.

Подземные машинные залы, в которых устанавливаются мощные обратимые гидромашины, получили широкое распространение в Японии и США. В последние годы эта тенденция начинает проявляться на высоконапорных ГАЭС Западной Европы.

На ГЭС — ГАЭС Синтойоне мощностью 1125 МВт (напор 244 м) установлено пять гидроагрегатов (рис. 4-41). В общей выработке машинного зала размерами 22,5 (пролет), 46,5 (максимальная высота), 140,5 м (длина) размещены также шаровые затворы подводящих водоводов. Повысительные трансформаторы вынесены в отдельную выработку такой же длины с поперечными размерами 13,2 (пролет) × 14,1 м (высота), которая сообщается с машинным залом шпильными галереями. Из этой же выработки пройдено пять колодцев, в которых установлены плоские затворы с гидродожимами на отводящих водоводах. Своды машинного зала и трансформаторного помещения поддерживаются бетонными арками, что характерно для подземных выработок в Японии, находящихся в зоне высокой сейсмичности. Монтажная

площадка ГАЭС находится в средней части зала. На продольном разрезе машинного зала обращает на себя внимание экономичный профиль подошвы выработки, следующей за контуром технологических помещений [75].

На ГАЭС Бэр Свэмп (США) мощностью 640 МВт (напор 235 м) установлены два гидроагрегата. Первоначально предполагалось соорудить здание ГАЭС наземного типа, однако детальное сопоставление выявило, что вариант

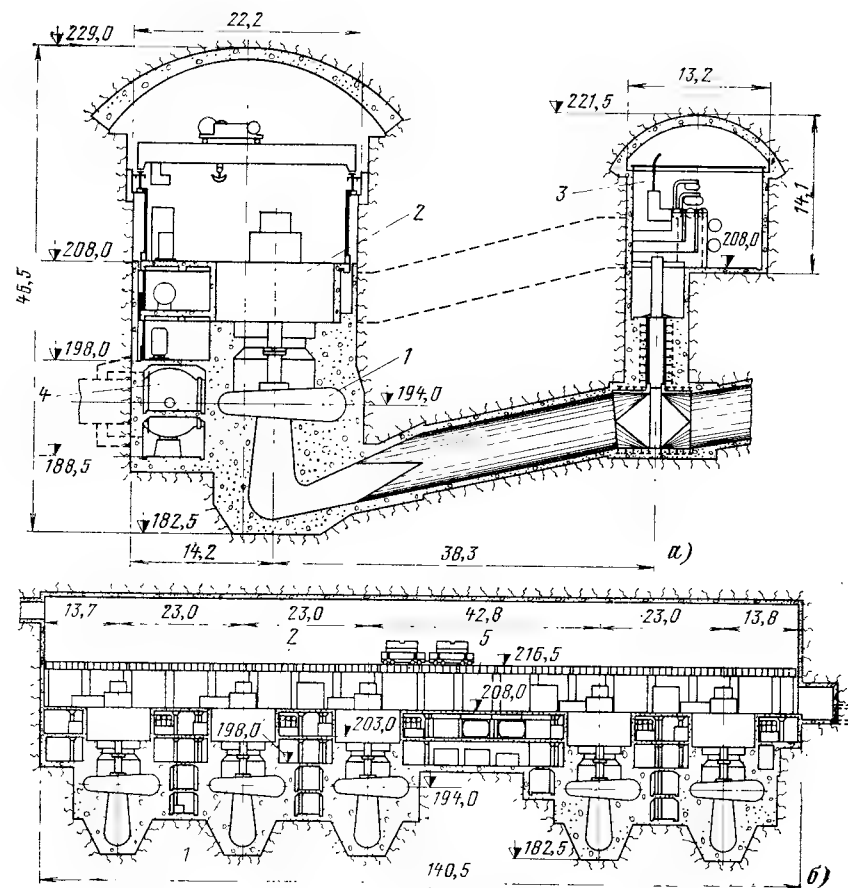


Рис. 4-41. Машинный зал ГАЭС — ГАЭС Синтойоне (Япония).

а — поперечный разрез; б — продольный разрез; 1 — обратимая гидромашинна; 2 — двигатель-генератор; 3 — помещение трансформаторов и затворов на отводящем водоводе; 4 — шаровой затвор; 5 — монтажная площадка.

с подземным машинным залом обеспечивает экономию в 2,5 млн. долл. Компонировка подземного зала в поперечном разрезе аналогична принятой на ГАЭС Синтойоне. Отдельное помещение со стороны нижнего бьефа в данном случае отсутствует, поскольку трансформаторы вынесены на поверхность, а на коротких отводящих водоводах предусмотрены лишь затворы на выходе. Выработка машинного зала размерами 24,5 (пролет) × 55 (максимальная высота) × 70 м (длина) осуществлена без бетонной обделки и несущего свода. В машинном зале предусмотрена открытая установка главных выключателей [58].

Рекордной по напору установкой с двухмашинной схемой основного оборудования является ГЭС — ГАЭС Ла Кош (Сент-Элен) во Франции мощностью 320 МВт (максимальный напор 933 м). В машинном зале установлены четыре агрегата по 80 МВт. При выборе оборудования для этой ГАЭС решающее значение сыграло сопоставление двух- и трехмашинной схем, которое показало экономию свыше 50% в пользу первой из них (см. рис. 2-9). При

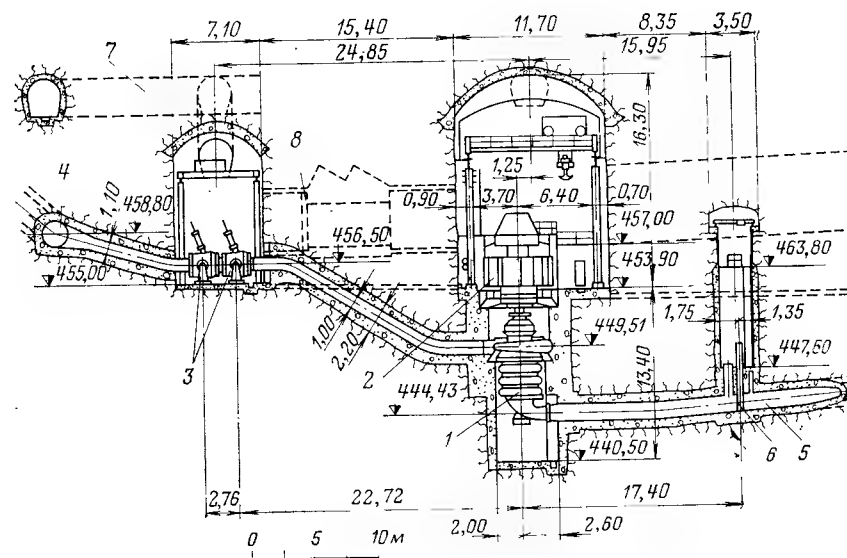


Рис. 4-42. Машинный зал ГЭС — ГАЭС Ла Кош (Франция).

1 — пятиступенчатая обратимая гидромашинна; 2 — двигатель-генератор; 3 — шаровые затворы; 4 — подводящий водовод; 5 — отводящий водовод; 6 — плоский затвор; 7 — кабельная и вентиляционная галерея; 8 — герметическая дверь.

окончательной разработке проекта максимальный пролет машинного зала составил всего 11,7 (на уровне электрических машин) и 8 м (на уровне гидромашин). Максимальная высота выработки 31 м, длина 61 м (рис. 4-42).

Характерной особенностью многоступенчатых обратимых гидромашин, впервые установленных на этой станции, является их подвеска на железобетонных рамах. В целях безопасности эксплуатации шаровые затворы перед агрегатами вынесены в подземное помещение размерами 7,1 (пролет) × 12 (высота) × 36 м (длина), которое отделено от машинного зала герметической дверью. Повысительные трансформаторы расположены на поверхности [47].

Удельные показатели различных ГАЭС с подземными машинными залами по объемам выломки на 1 кВт установленной мощности приведены в табл. 4-5.

Сопоставление этих удельных показателей позволяет сделать вывод о значительном влиянии на них типов гидросилового оборудования и используемых напоров. Заметные преимущества дают при трехмашинных схемах радиально-осевые турбины, особенно при их горизонтальной установке (ГАЭС Гримзель II). Для сверхвысоких напоров целесообразно внедрение многоступенчатых обратимых гидромашин (ГАЭС Ла Кош).

Влияние единичной мощности гидроагрегатов сказывается не так резко, как это утверждается в [26]. В значительно большей степени на удельные показатели влияют количество агрегатов (поскольку при небольшом их числе возрастает удельный вес выломки под монтажную площадку, вспомогательные помещения и др.), а также особенности компоновки.

Таблица 4-5

Объемы скальной выломки под машинный зал некоторых ГАЭС на 1 кВт установленной мощности

ГАЭС	Тип гидротурбины (гидромашины)	Напор, м	Количество и мощность агрегатов, МВт	Объем выломки, тыс. м ³	Удельный объем, м ³ /кВт
<i>Трехмашинные схемы</i>					
Лаго-Делио . . .	Ковшовая вертикальная	753	8×130	196 (167)	0,19
Онгрэн-Леман . .	Ковшовая горизонтальная	878	4×60	90	0,37
Длоуге Стране . .	Радiallyно-осевая вертикальная	540	4×150	145	0,24
Вальдек II	То же	338	2×220	105	0,24
Гримзель II	Радiallyно-осевая горизонтальная	453	4×150	66	0,11
<i>Двухмашинные схемы</i>					
Синтойоне	Радiallyно-осевая вертикальная	244	5×225	153 (127)	0,14
Бэр Свэмп	То же	235	2×320	(77) *	(0,13) *
Ла Кош	То же многоступенчатая	933	4×80	21 (18) *	0,07 *

* Трансформаторы установлены на поверхности; в скобках приведены показатели для машинных залов без учета вспомогательных помещений для трансформаторов, затворов и другого оборудования.

В 1974 г. было предложено так называемое кустовое размещение гидроагрегатов в круглом машинном зале [43]. При этом горная выработка представляет собой цилиндр с купольным сводом. Расчеты, выполненные методом конечных элементов [67], показали, что максимальные сжимающие напряжения на контуре выработки подземного машинного зала ГАЭС при кустовом расположении агрегатов снижаются по сравнению с линейным их расположением в 1,4—1,7 раза. Можно ожидать, что кустовая компоновка не вызовет каких-либо осложнений в эксплуатации.

При расположении машинных залов ГАЭС на глубинах, превышающих 800—1000 м (ГАЭС с подземными бассейнами), возникнут некоторые специфические условия, свойственные ГАЭС только этого типа. Они будут заключаться в высоких

значениях напряжений в горной породе, окружающей машинный зал. Поэтому проектирование машинных залов на большой глубине потребует особо тщательных исследований естественного напряженного состояния горного массива, а также прочности и сохранности пород. Большое значение будет иметь выбор рационального очертания выработки машинного зала и прилегающих к нему помещений. Поскольку трехмашинная схема основного оборудования приводит к неблагоприятной в статическом отношении форме выработки, на напорах до

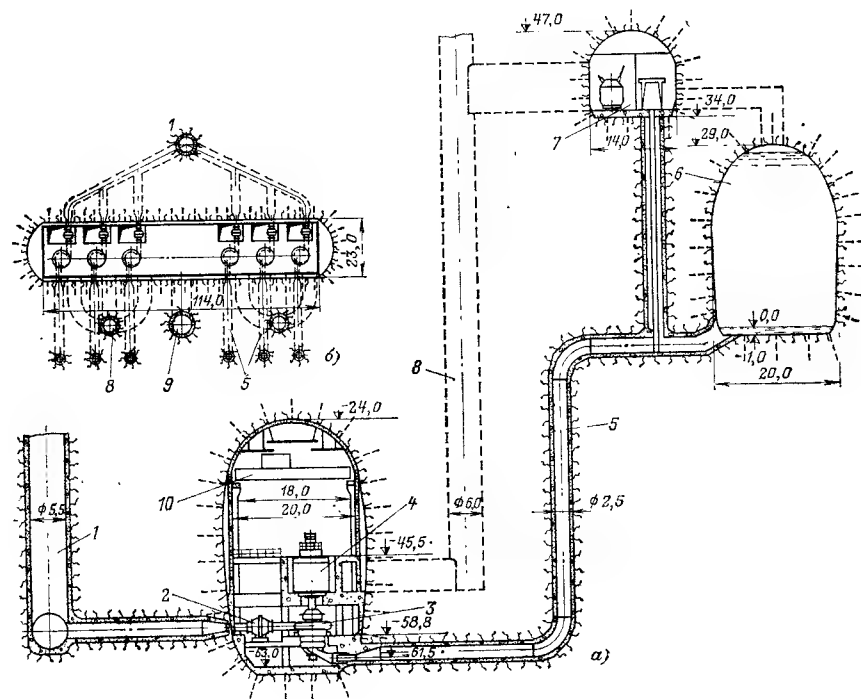


Рис. 4-43. Машинный зал ГАЭС с подземным бассейном (вариант с многоступенчатой обратимой гидромашинной).

а — поперечный разрез; б — план; 1 — напорная шахта; 2 — шаровой затвор; 3 — обратимая гидромашинная; 4 — двигатель-генератор; 5 — отводящие водоводы; 6 — подземный бассейн; 7 — помещение трансформаторов и затворов; 8 — шинная шахта; 9 — транспортная шахта; 10 — мостовой кран.

1200 м наиболее целесообразна установка обратимых гидроагрегатов, изготовление которых в настоящее время технически возможно. Такие агрегаты мощностью 200 МВт могут быть сконструированы в виде многоступенчатой вертикальной обратимой гидромашинной, расположенной на одном валу с двигателем-генератором (рис. 4-43).

Другое возможное решение разработано в дипломном проекте на кафедре использования водной энергии МИСИ имени

В. В. Куйбышева (руководитель — проф. Г. И. Кривченко). Оно предусматривает последовательное включение двух обратимых гидромашин, рассчитанных каждая на напор 600 м. Машины располагаются на общем валу по обе стороны от двигателя-генератора. Единичная мощность агрегата в этом случае достигает 600 МВт (рис. 4-44).

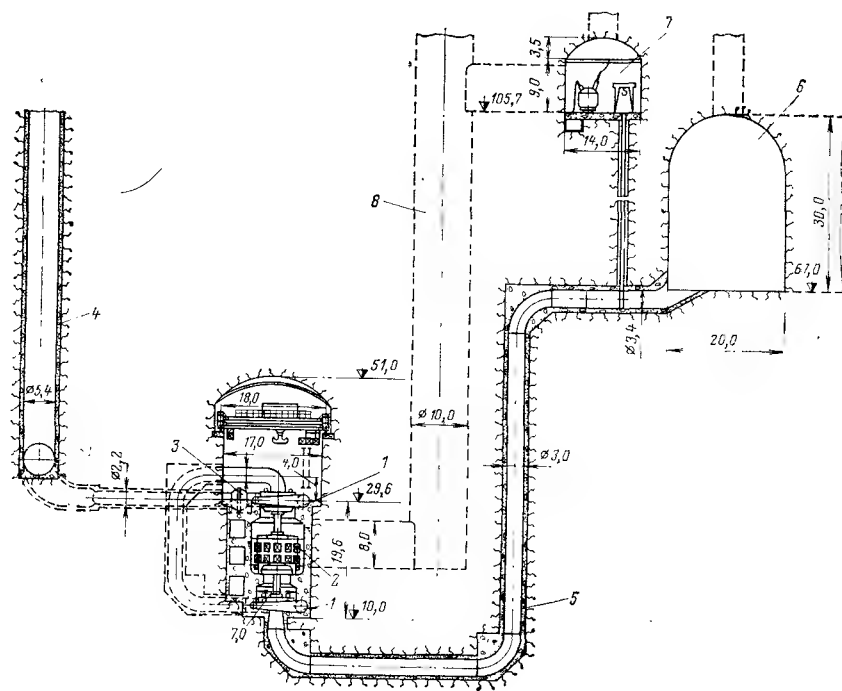


Рис. 4-44. Машинный зал ГАЭС с подземным бассейном (вариант со сдвоенной обратной гидромашинной).

1 — обратимая гидромашинная; 2 — двигатель-генератор; 3 — шаровой затвор; 4 — подводящий шахтный водовод; 5 — отводящий водовод; 6 — подземный бассейн; 7 — помещение трансформаторов и обслуживания затворов отводящего водовода; 8 — транспортная шахта.

Удельные объемы выломки подземных машинных залов ГАЭС с подземными бассейнами составляют 0,15 м³/кВт для трехмашинной схемы оборудования, 0,10 м³/кВт для двухмашинной схемы с агрегатами мощностью 200 МВт и 0,05 м³/кВт для спаренных агрегатов мощностью 600 МВт.

Как показывают расчеты и модельные исследования, выполненные в институте Оргэнергострой, при расположении подземных машинных залов на глубинах до 1200 м в прочных кристаллических породах устойчивость незакрепленной выработки оценивается коэффициентом запаса 1,6, а наличие по контуру

выработки анкерной крепи в сочетании с набрызгбетоном повышает этот коэффициент до 2,5.

Из-за большой глубины расположения машинных залов ГАЭС с подземными бассейнами возникают также некоторые трудности с выдачей (подачей) мощности. Этот вопрос предполагается решить путем установки трансформаторов под землей (в общем помещении или в отдельной выработке) и прокладки на поверхность специальных газонаполненных высоковольтных кабелей.

в) Полуподземные здания ГАЭС

Полуподземное расположение здания ГАЭС может быть экономически эффективным в благоприятных топографических условиях, при наличии скального основания (или при устройстве шахт методом опускных колодцев) и в случаях, когда заглубление здания ГАЭС под максимальный уровень воды в нижнем бассейне не превышает 60—80 м. Основное преимущество полуподземного здания ГАЭС по сравнению с наземным заключается в отсутствии большого и трудоемкого в исполнении котлована. При необходимости установки нескольких агрегатов на полуподземной ГАЭС стремятся разместить их в отдельных колодцах, избегая подрезки склона в целях предотвращения возникновения оползня.

Примером полуподземной компоновки одноагрегатного здания является ГАЭС Родунд II (Австрия) мощностью 270 МВт при напоре 348 м. Агрегат ГАЭС расположен эксцентрично по отношению к шахте, что вообще характерно для подобных компоновок. Шаровой затвор установлен в общей шахте и обслуживается тем же мостовым краном, что и гидросиловое оборудование. Подошва сооружения тщательно вписана в контур скальной поверхности основания.

Два обратимых агрегата ГАЭС Фойерс (Великобритания) мощностью по 150 МВт при напоре 181 м установлены в отдельных шахтах с общим машинным залом на поверхности. В этих же шахтах размещаются затворы на подводящих водоводах. Монтажная площадка расположена в средней части машинного зала между шахтами агрегатов.

Примером многоагрегатной ГАЭС с полуподземным машинным залом является проектируемая в Югославии ГАЭС Джердап III с четырьмя агрегатами мощностью по 300 МВт при напоре 400 м. Обратимые гидроагрегаты намечено установить в отдельных шахтах, пройденных в песчаниках и сланцах глубиной от поверхности расчистки 78 м. В этих же шахтах размещаются шаровые затворы. Отводящие водоводы располагаются в отдельных шахтах, примыкающих к основным (см. рис. 3-11).

На ГАЭС Лангенпроцельтен в ФРГ (напор 315 м) два обратимых гидроагрегата мощностью по 84 МВт установлены в общем машинном зале. Шаровые затворы вынесены в отдельные помещения. Отводящие водоводы выполнены в бетонном массиве здания ГАЭС. Верхнее строение машинного зала имеет пониженные габариты. Лишь на время монтажа агрегатов была предусмотрена более высокая пристройка.

Для многоагрегатных полуподземных ГАЭС может оказаться целесообразной кустовая компоновка, которая позволяет разместить несколько агрегатов в одном колодце.

4-5. НИЖНИЕ БАСЕЙНЫ

Нижние бассейны ГАЭС могут подразделяться на образованные искусственно путем подпора водотоков или озер, специально предназначенные для данной ГАЭС и на существующие естественные или искусственные водоемы (реки, озера, моря, водохранилища).

При достаточной площади существующих естественных или искусственных водоемов сооружение ГАЭС не может существенно повлиять на их уровень режим. Однако режим течений и рыбохозяйственные условия могут в определенной степени измениться. Эти вопросы требуют в каждом случае специального изучения. На больших водоемах, используемых в качестве нижних бассейнов, при сильном ветре может возникать значительное волнение. В подобных случаях требуется сооружать специальные волноломы. Так, на ГАЭС Ладдингтон, где нижним бассейном является оз. Мичиган, высота волн в естественном состоянии составляет 4,5 м. Для защиты от волнения построена система молов и волноломов, снижающая максимальную высоту волн в зоне ГАЭС до 1,2 м (рис. 4-45). Волнозащитные сооружения ГАЭС Ладдингтон одновременно предотвращают занесение отсасывающих труб наносами.

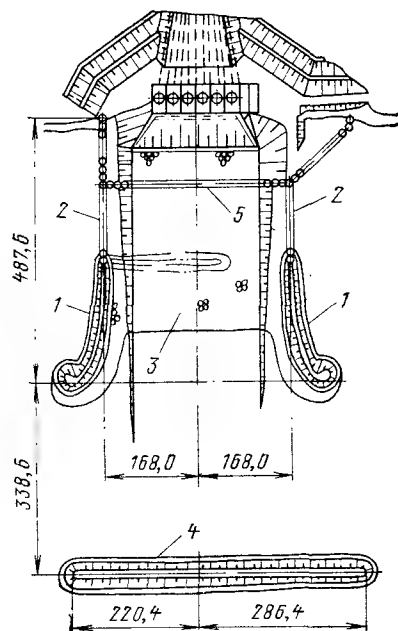


Рис. 4-45. Волнозащитные сооружения ГАЭС Ладдингтон (США) на оз. Мичиган.

1 — головная часть молов; 2 — корневая часть молов; 3 — крепление дна прорези наброской; 4 — волнолом; 5 — шпунтовая перемычка.

ство специальной дамбы, отделяющей нижний бассейн от основной акватории. Такое решение осуществлено на ГАЭС Кастейк, где одноименное водохранилище имеет сезонные колебания уровня до 45 м.

Если нижний бассейн создается путем подпора какого-либо водотока, то в целях сохранения земельных угодий ему обычно стремятся придать минимальные размеры. Это, в свою очередь, приводит к значительным колебаниям уровня воды в бассейне, что может потребовать выполнения специальных мероприятий

для повышения устойчивости берегов и откосов плотин из грунтовых материалов.

Гидроаккумулирующие электростанции часто сооружают на небольших водотоках. Поэтому потери воды из нижнего бассейна, хотя они и не влияют на к. п. д. установки, во многих случаях нежелательны, так как естественных ресурсов воды в меженный период может оказаться недостаточно для восполнения потерь.

Так, на ГАЭС Лангенпроцельтен нижний бассейн создан на небольшой р. Зиндерсбах (см. рис. 3-1). В связи с возможностью значительных фильтрационных потерь из бассейна, превышающих меженный сток реки, вся его площадь (150 тыс. м²) покрыта асфальтобетонной облицовкой. В целях сокращения площади облицовки кроме основной построена вспомогательная плотина Шепфкопф, перекрывающая долину реки выше здания ГАЭС. Сток р. Зиндерсбах отводится по железобетонному лотку, трассированному вдоль склона, и перебрасывается в бассейн в обход вспомогательной плотины. Основная плотина выполнена из каменной наброски и рассчитана на перелив воды через гребень с расходом до 37 м³/с (рис. 4-46).

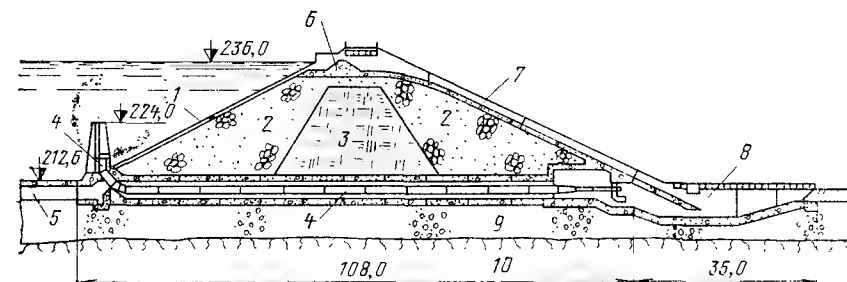


Рис. 4-46. Плотина нижнего бассейна ГАЭС Лангенпроцельтен (ФРГ).

1 — асфальтобетонная облицовка; 2 — упорные призмы из горной массы; 3 — ядро из делювиального материала; 4 — глубинный водовыпуск; 5 — смотровая галерея противифльтрационного покрытия; 6 — водосливной порог; 7 — быстроток; 8 — колодец гасителя; 9 — гравийно-галечные отложения; 10 — песчаник.

Как указывалось выше, особые проблемы возникают при сооружении ГАЭС в узких долинах, сложенных нескальными грунтами.

Нижний бассейн Загорской ГАЭС будет расположен в долине р. Кунья и образован земляной намывной плотинной высотой до 27 м. В состав сооружений входит водосброс (водовыпуск), рассчитанный на расход 160 м³/с. В целях улучшения санитарного состояния прилегающей территории в зоне выклинивания подпора, созданного плотинной, хвостовая часть бассейна отгорожена дамбой с поверхностным водосбросом. Это сооружение обеспечивает постоянный уровень режим на вышерасположенном участке реки. Для повышения устойчивости склонов долины в пределах бассейна, подверженных переменному гидродинамическому воздействию, предусмотрено их улоложение до 1:6. Для улучшения гидравлического режима намечено устройство прорезей и струнаправляющих дамб по дну бассейна.

В настоящее время проектируется несколько ГАЭС, которые должны использовать незарегулированные реки в качестве нижних бассейнов. Такое использование возможно только в случае значительных водотоков, где периодические отъемы и пуски воды не будут оказывать заметного отрицательного

влияния. В каждом таком случае должны быть внимательно изучены изменения режима скоростей в реке, а также вопросы охраны рыбных ресурсов.

Проектируемая в Венгрии ГАЭС Предикалосек мощностью 600 мВт при напоре 500 м будет использовать в качестве нижнего бассейна р. Дунай. Турбинный расход ГАЭС составит 168 м³/с, что в 6 раз меньше меженных расходов реки.

Как указывалось выше, имеются проекты высоконапорных морских ГАЭС (ГАЭС Аташика в Японии, Ай-Петринская ГАЭС в СССР). Приливные ГЭС, работающие в определенные часы в режиме гидроаккумулирования, также могут быть отнесены к морским ГАЭС. Проведенные в течение ряда лет в СССР исследования на Кислогубской ПЭС позволили разработать мероприятия, значительно снижающие агрессивное воздействие морской воды, а также меры по борьбе с обрастанием конструкций водными организмами.

Подземные бассейны ГАЭС принципиально отличаются от описанных выше нижних бассейнов, так как полностью искусственно создаются в прочных скальных породах на значительной глубине.

Объем нижнего бассейна может быть определен по формуле (1-11).

Поскольку полезный объем бассейнов, а следовательно, и объем скальной выломки обратно пропорциональны напору ГАЭС, наиболее эффективные решения достигаются при размещении подземных бассейнов на значительной глубине.

Стоимость строительства шахт и подъема породы на поверхность составляет примерно 15% общей стоимости ГАЭС с подземными бассейнами, в то время как объем и стоимость разработки породы, снижающиеся по мере заглубления бассейнов по гиперболической зависимости, формируют около 30% общих затрат.

Теоретический минимум суммарной кривой удельных капиталовложений находится в интервале напоров 1200—1500 м, что превосходит достигнутые в настоящее время возможности создания гидросилового оборудования и горных выработок большого пролета. Однако в интервале 1200—1300 м удельные показатели снижаются уже относительно мало. Поэтому оптимальная глубина заложения подземных бассейнов и ГАЭС в целом определяется напряженным состоянием породы вокруг выработок, возможностью изготовления соответствующего гидросилового оборудования, высоконапорных затворов и т. д.

Анализ перечисленных факторов показывает, что в прочных и малотрещиноватых кристаллических породах оптимальная глубина заложения подземных бассейнов составляет в настоящее время около 1200 м. При этом возможно устройство горных выработок рационального очертания с сечением площадью 600 м² и более без бетонного крепления.

Плановое очертание подземных бассейнов может быть целиком подчинено требованиям производства работ и геологическим условиям. Оно может изменяться в процессе строительства по мере получения дополнительной информации о геологическом строении скального массива.

В эскизных проектировках ГАЭС с подземным бассейном, выполненных в СССР, сечение выработок принято пролетом 22 и высотой 30 м. В проектах, выполненных в Канаде, выработка принята примерно такого же сечения.

При проектировании подземного бассейна необходимо предусматривать устройство вентиляционного штрека для выпуска воздуха при заполнении и для подачи его при опорожнении бассейна.

Глава пятая

ГИДРОСИЛОВОЕ И ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

5-1. ГИДРОСИЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

а) Трехмашинные агрегаты

Трехмашинная схема обеспечивает высокие энергетические и кавитационные качества и высокую маневренность оборудования. Одинаковое направление вращения агрегатов в турбинном и насосном режимах определяет оптимальное быстродействие перевода из одного режима работы в другой.

Трехмашинные агрегаты создаются как в горизонтальном, так и вертикальном исполнении. Преимуществом горизонтального расположения вала (по сравнению с вертикальным) является упрощение монтажа и демонтажа агрегата, большее удобство ремонтного и эксплуатационного обслуживания, более свободный доступ к оборудованию. При вертикальном расположении вала увеличивается заглубление насоса под уровень нижнего бьефа, что благоприятно сказывается на его кавитационных характеристиках. Вместе с тем применение в вертикальном трехмашинном агрегате ковшовой гидротурбины с расположением ее выше наивысшего уровня воды в нижнем бьефе приводит к значительному удлинению вала агрегата и соответственно увеличению габаритов машинного зала. Для сокращения вертикальных размеров агрегата на некоторых ГАЭС установлены ковшовые гидротурбины с противодавлением (ГАЭС Чиотас Пиастра).

Швейцарская фирма «Эшер Висс» разработала для ГАЭС Вальдек II трехмашинную схему гидроагрегата, в которой при

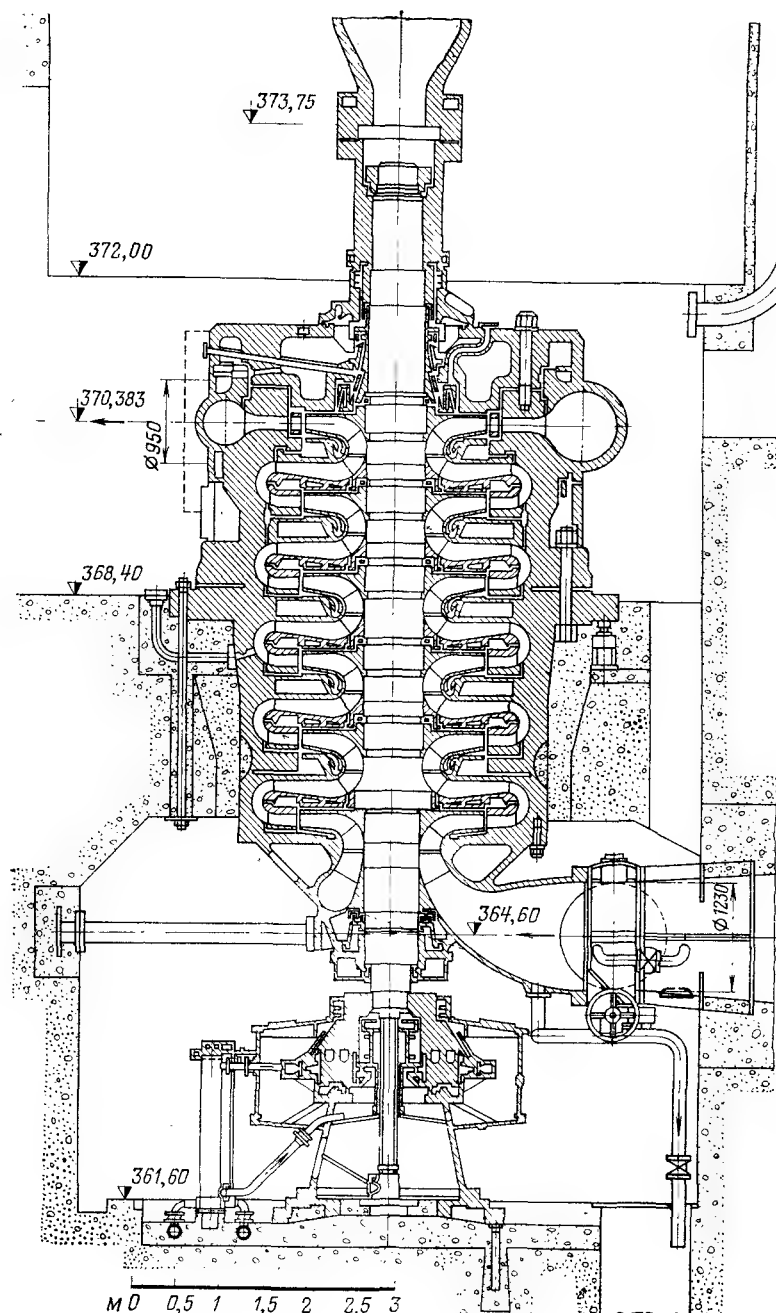


Рис. 5-1. Многоступенчатый насос ГАЭС Сан-Фиорано (Италия).

вертикальной компоновке двигатель-генератор расположен посередине, турбина — над ним, а насос установлен под двигателем-генератором. Весь агрегат имеет жесткое соединение валов. По мнению фирмы, к достоинствам этой схемы относится отказ от муфт сцепления, меньшее количество подшипников, возможность разгона агрегата турбиной, большая маневренность (меньшее время перевода из одного режима в другой), сокращение сроков строительства и уменьшение объемов работ [11]. Однако анализ удельных показателей подземных машинных залов ГАЭС (см. рис. 7-2) показывает, что объем выломки по ГАЭС Вальдек II почти вдвое превышает аналогичный показатель при двухмашинной схеме оборудования.

В настоящее время для трехмашинных агрегатов на напоры до 700 м применяют радиально-осевые турбины и одноили многоступенчатые центробежные насосы, а на более высокие напоры — ковшовые турбины в сочетании с многоступенчатыми насосами (рис. 5-1, 5-2).

Ковшовые турбины успешно применяются в диапазоне напоров от 350 до 1800 м. Они обладают быстроходностью $n_s = 20 \div 50$, высокими энергетическими качествами ($\eta_{\text{опт}} = 92\%$) и достаточно пологой рабочей характеристикой. Число сопл изменяется от 1 до 6. Многосопловые турбины устанавливаются в основном на напоры до 1000 м.

Рекордными по напору (1350—1418 м) являются четырехсопловые турбины ГАЭС Сан-Фиорано.

Многосопловые турбины допускают широкую регулировку мощности за счет изменения количества работающих насадков. Например, фирмой «Эшер Висс» на ГАЭС Тиссо (Норвегия) осуществлено регулирование мощности в пределах от 0,15 до 1,0 $N_{\text{ном}}$ включением двух—шести сопл. При этом обеспечена пологая энергетическая характеристика турбины (рис. 5-3).

Мощности современных ковшовых турбин достигают 200 МВт (ГЭС Мон-Сени, напор 869 м). Рост единичных мощностей агрегатов потребовал дополнительного заглубления насоса, что, в свою очередь, привело к увеличению вертикальных габаритов машинного зала.

Радиально-осевые турбины в составе трехмашинных агрегатов устанавливаются на ГАЭС с напорами до 700 м (Россхаг — 672 м, Хорнберг — 653 м, Феррера — 522 м).

Коэффициенты быстроходности высоконапорных радиально-осевых гидротурбин изменяются от 60 до 200 и более. Для напоров до 300 м, по данным фирмы «Нейрпик», к. п. д. этих турбин в оптимуме составляет 92—92,5%, а для быстроходностей $n_s = 200$ максимальные значения к. п. д. достигают 94% (рис. 5-4). При $n_s < 100$ энергетические качества турбин ухудшаются.

Максимальные единичные мощности турбин этого типа, используемых для целей гидроаккумулирования, достигают 200 МВт (Вальдек II). При напорах свыше 300 м применяют

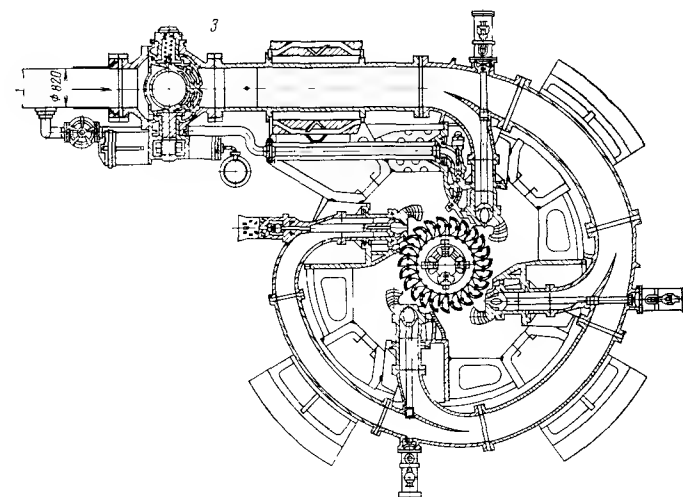
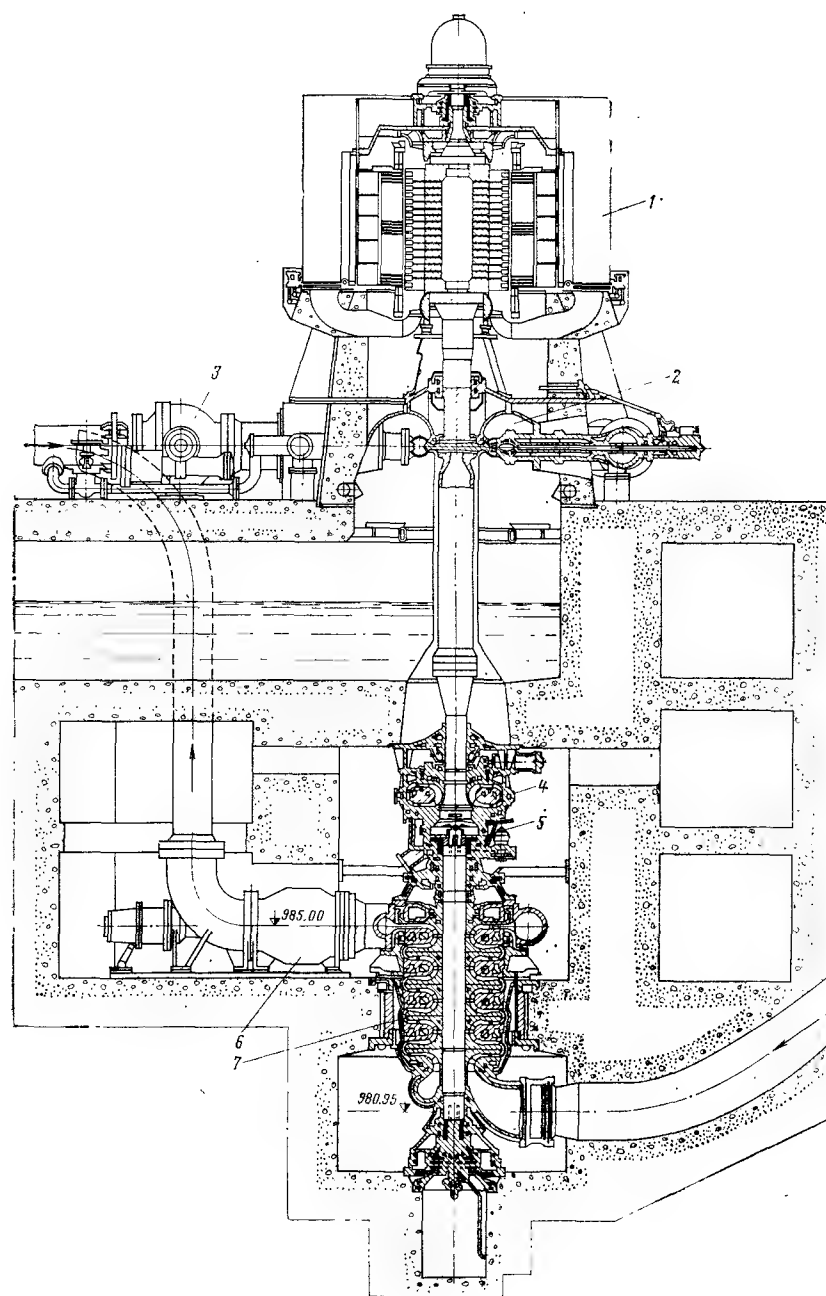


Рис. 5-2. Гидроагрегат ГАЭС Люнерзее (Австрия).

1 — двигатель-генератор; 2 — ковшовая турбина; 3 — шаровой затвор; 4 — преобразователь пускового момента; 5 — муфта сцепления; 6 — кольцевой затвор; 7 — пятиступенчатый насос.

турбины с частотой вращения 500—750 об/мин, что позволяет получить обжатые габариты агрегатов.

Одноступенчатые насосы с хорошими энергетическими качествами создаются на напоры до 300—400 м. ГАЭС с напорами выше 400 м оборудуются обычно многоступен-

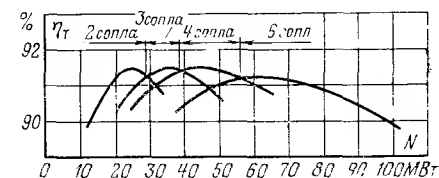


Рис. 5-3. Зависимость оптимального числа работающих сопел от нагрузки турбины.

чатыми (до 12 ступеней) насосами. Применение различного числа ступеней позволяет выбрать наиболее экономичные характеристики насоса на заданные параметры (рис. 5-5). Современный подход к выбору значений быстроходности многоступенчатых центробежных насосов в зависимости от напора для одной ступени и коэффициента кавитации σ от быстроходности n_s прослеживается на рис. 5-6.

Как видно из рис. 5-7, зона оптимальных быстроходностей для центробежных насосов находится в пределах $n_s = 160 \div 230$; при этом к. п. д. превышает 91%. Смещение в сторону меньших n_s ведет к резкому падению к. п. д. (рис. 5-7).

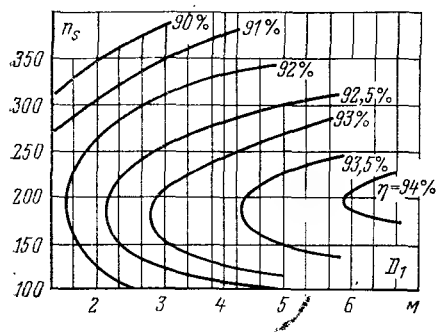


Рис. 5-4. Зависимость максимального значения к. п. д. (в оптимуме эксплуатационной характеристики) от быстроходности n_s и диаметра рабочего колеса D_1 для радиально-осевых турбин.

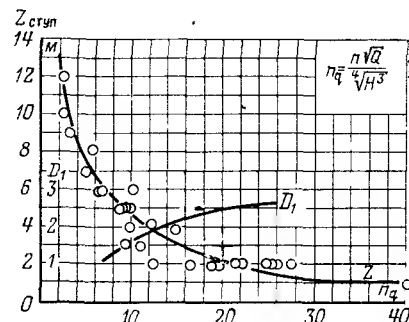


Рис. 5-5. Зависимость количества ступеней z и диаметра D_1 центробежного насоса от быстроходности n_q .

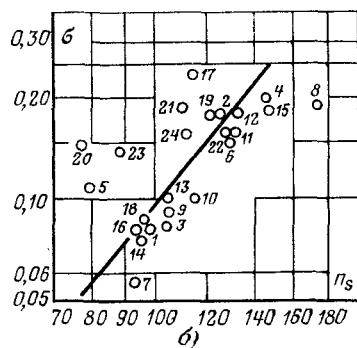
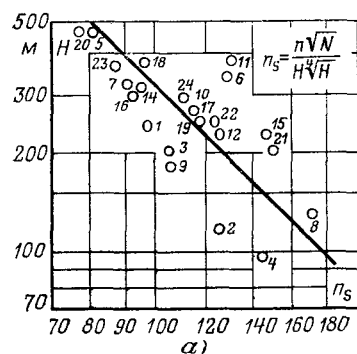


Рис. 5-6. Зависимости быстроходности от напора (а) и коэффициента кавитации от быстроходности (б) для многоступенчатых центробежных насосов ГАЭС.

1 — Лете-Сава (Италия); 2 — Сан-Фиорано (Италия); 3 — Ланзада (Италия); 4 — Лаго-Делио (Италия); 5 — Вальсозера Телессно (Италия); 6 — Фадальто (Италия); 7 — Пракомуне (Италия); 8 — Кампо Моро (Италия); 9 — Гвадалама (Италия); 10 — Вилла Гаро-нано (Италия); 11 — Сан Масенжа (Италия); 12 — Мапрагг (Швейцария); 13 — Россахг (Австрия); 14 — Онгрэи-Леман (Швейцария); 15 — Нерва (Италия); 16 — Ибон де Ин (Испания); 17 — Эдало (Италия); 18 — Зеккинген (ФРГ).

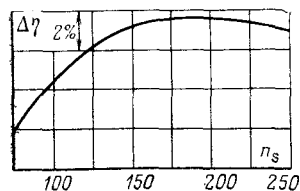


Рис. 5-7. Зависимость к. п. д. одноступенчатого насоса от быстроходности n_s .

Наиболее крупные насосы для трехмашинных агрегатов ГАЭС созданы фирмой «Фойт» для ГАЭС Вальдек II одноступенчатые насосы мощностью 240 МВт на напор 340 м, с подачей 66 м³/с и для ГАЭС Эцталь многоступенчатые насосы мощностью 103 МВт на напор 1212 м.

б) Двухмашинные обратимые агрегаты

Двухмашинный агрегат ГАЭС состоит из обратимой гидромашины, жестко соединенной с реверсивной электромашинной. Работа двухмашинных агрегатов в турбинном и насосном режимах происходит при противоположных направлениях вращения. Обратимая машина обычно создается в вертикальном исполнении, так как горизонтальная компоновка двухмашинных агрегатов не дает ощутимого снижения объема строительных работ и связана с рядом трудностей при изготовлении машин и их эксплуатации.

Применение обратимых агрегатов позволяет существенно снизить стоимость ГАЭС за счет сокращения строительных габаритов машинного зала, уменьшения на 20—30% стоимости оборудования, подводящих водоводов, количества запорных органов.

Однако анализ энергетических характеристик обратимых гидромашин показывает, что при одинаковой частоте вращения в турбинном и насосном режимах максимальное значение к. п. д. турбины достигается при более высоком напоре, чем максимальное значение к. п. д. насоса. Это обстоятельство не согласуется с гидравлическими условиями работы ГАЭС, так как напор, преодолеваемый насосами, всегда выше напора, действующего на турбины (при равном геометрическом напоре). Поскольку диапазон высоких значений к. п. д. для каждого режима по напору достаточно узкий, эффективность работы обратимого агрегата в случае значительных колебаний напоров установки заметно снижается.

Для обеспечения совпадения максимальных значений к. п. д. обратимой гидромашины в турбинном и насосном режимах необходимо обеспечить в турбинном режиме либо больший напор, либо меньшую (на 15—20%) частоту вращения, чем в насосном режиме. При выполнении обратимой гидромашины с одинаковой частотой вращения неизбежны дополнительные потери энергии за счет снижения ее к. п. д. на 1—3% (главным образом, за счет снижения к. п. д. турбины).

Кроме того, обратимая гидромашина имеет и другие особенности, снижающие ее эффективность. Так, необходимость обеспечения безотрывного обтекания лопастей рабочего колеса при насосном режиме вызывает увеличение наружного диаметра рабочего колеса радиально-осевого типа примерно на 40% (для

обеспечения малых лопастных углов на его напорной стороне). Поэтому приведенный расход в обратимых гидромашинах значительно меньше, чем в гидротурбинах с теми же параметрами [19, 24].

В обратимых гидромашинах поворотно-лопастного типа втулочное отношение и густота лопастной системы также больше применяемых для обычных турбин.

Вместе с тем отмеченные особенности обратимых гидромашин приводят к тому, что угонная частота вращения обрати-

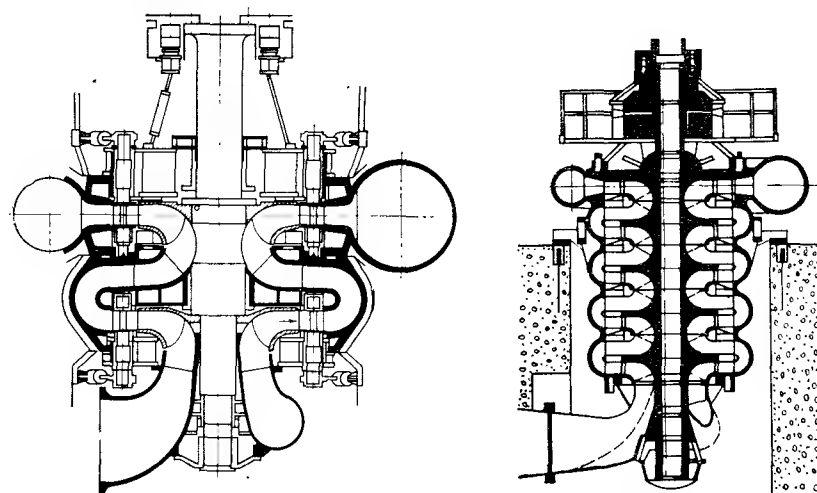


Рис. 5-8. Двухступенчатая обратимая гидромашинa с регулируемым направляющим аппаратом ($N=600$ МВт, $n=333$ об/мин, $H=600$ м, фирма «Нейр-пик»).

Рис. 5-9. Пятиступенчатая обратимая гидромашинa с фиксированным направляющим аппаратом для ГАЭС Ла Кош ($N=80$ МВт, $n=600$ об/мин, $H=933$ м).

мых рабочих колес при турбинном режиме существенно меньше, чем у обычных турбин с теми же параметрами.

Поворотные лопатки направляющего аппарата обратимой гидромашины по условиям прочности приходится делать более толстыми, чем неподвижные направляющие лопатки обычного насоса. Это, естественно, приводит к некоторому ухудшению гидравлического режима в направляющем канале насоса (и, как следствие, к уменьшению к. п. д. по сравнению с обычным насосом). Кроме того, это может вызвать значительные пульсации давления потока и вибрации трубопровода при работе агрегата в насосном режиме.

В зависимости от напора двухмашинные гидроагрегаты оборудуются либо поворотно-лопастными (осевыми или диаго-

нальными), либо радиально-осевыми обратимыми гидромашинами. При низких напорах (до 20 м) применяют осевые поворотно-лопастные гидромашины, в том числе капсульного типа. В зоне напоров от 20 до 150 м при значительных колебаниях напора и нагрузках ГАЭС применяются диагональные обратимые гидромашины. В зонах средних и высоких напоров (от 80 до 600 м) в настоящее время, как правило, применяются вертикальные радиально-осевые обратимые одноступенчатые гидромашины. Для напоров до 900—1200 м начинают разрабатывать и создавать многоступенчатые обратимые гидромашины радиально-осевого типа.

Одноступенчатые обратимые гидромашины наиболее полно соответствуют по напору условиям на большинстве выявленных в СССР площадок ГАЭС. Обязательным элементом конструкции таких машин является подвижный направляющий аппарат, обеспечивающий, как и в обычной турбине, регулирование мощности, возможность опорожнения камеры рабочего колеса при переводе агрегата в насосный режим, приспособление насосных расходов к высоте подачи и быструю остановку агрегата при любом режиме работы.

Двухступенчатые обратимые гидромашины могут быть оборудованы, как и одноступенчатые, регулируемым направляющим аппаратом (рис. 5-8).

Обратимые гидромашины с числом ступеней более двух по конструктивным условиям выполняются лишь с фиксированным направляющим аппаратом, что исключает возможность регулирования их мощности [47]. На рис. 5-9 приведен рекордный по напору пятиступенчатый обратимый агрегат ГАЭС Ла Кош. Основные параметры этого агрегата следующие:

	Насосный режим	Турбинный режим
Напор максимальный, м	945,5	930,6
Напор минимальный, м	882,0	861,7
Подача, м ³ /с, при:		
$H_{\text{макс}}$	7,70	—
$H_{\text{мин}}$	8,70	—
Расход, м ³ /с, при:		
$H_{\text{макс}}$	—	9,6
$H_{\text{мин}}$	—	9,16
Мощность, МВт, при:		
$H_{\text{макс}}$ и $Q_{\text{макс}}$	79,2	74,5
$H_{\text{мин}}$ и $Q_{\text{мин}}$	83,0	70,2
Частота вращения	600	600
Коэффициент полезного действия при:		
$H_{\text{макс}}$ и $Q_{\text{макс}}$	90,2	90,8
$H_{\text{мин}}$ и $Q_{\text{мин}}$	90,8	90,5

Допустимая геометрическая высота всасывания обратимой гидромашины должна определяться по критическому коэффициенту кавитации для насосного режима. В связи с этим обра-

тимые радиально-осевые гидромашины требуют значительно большего заглубления под уровень нижнего бьефа, чем обычные турбины такого же типа, и приближаются по заглублению к насосам.

В приложении II приведены основные параметры оборудования некоторых ГАЭС с обратимыми гидроагрегатами.

Общей тенденцией в создании обратимых гидромашин является продвижение их в зону более высоких напоров, рост единичной мощности агрегатов, повышение быстроходности гидромашин [13, 44, 69].

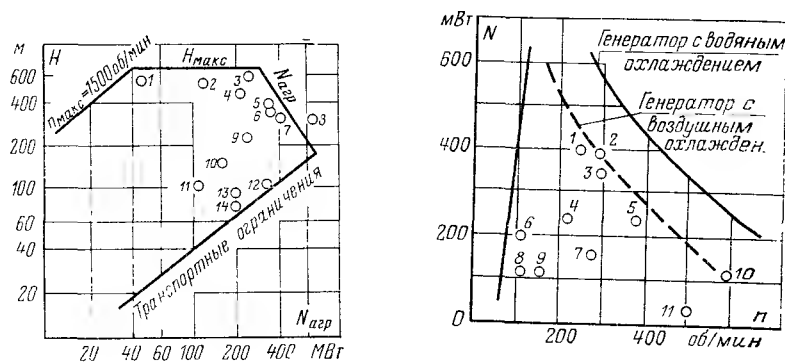


Рис. 5-10. Пределные параметры обратимых гидромашин по напору и мощности.

1 — Эцталь (Австрия); 2 — Блер Маунтин (США); 3 — Охира (Япония); 4 — Монтезума (США); 5 — Нумаппара (Япония); 6 — Квебек (Канада); 7 — Рэккун Маунтин (США); 8 — Брем (ФРГ); 9 — Кисеняма (Япония); 10 — Фойерс (Великобритания); 11 — Нагано (Япония); 12 — Ладдингтон (США); 13 — Джокасси (США); 14 — Блу Ридж (США).

Рис. 5-11. Пределные параметры обратимых гидромашин по мощности и частоте вращения.

1 — Сент Джоаким (Канада); 2 — Рэккун Маунтин (США); 3 — Квебек (Канада); 4 — Кисеняма (Япония); 5 — Нумаппара (Япония); 6 — Блу Ридж (США); 7 — Фойерс (Великобритания); 8 — Ладдингтон (США); 9 — Нагано (Япония); 10 — Монтезума (США); 11 — Эцталь (Австрия).

Рекордной по мощности в настоящее время является обратимая гидромашинная ГАЭС Рэккун Маунтин (390 МВт) [83].

Имеются проектные проработки фирм «Фойт» и «Эшер Висс» для ГАЭС Брем обратимого агрегата единичной мощностью 700 МВт на напор 230—240 м с диаметром рабочего колеса турбины 9,4 м.

Современные достижения в производстве обратимых агрегатов с одноступенчатыми обратимыми гидромашинными видны из графиков, приведенных на рис. 5-10 [57] и 5-11. Как видно, рекордными по напору в настоящее время являются одноступенчатые обратимые гидромашинные на напор 600 м, рекордными по мощности — до 400 МВт, по частоте вращения — до 600 об/мин.

Повышение быстроходности обратимых гидромашин ведет к уменьшению габаритов, снижению стоимости основного оборудования, здания станции, повышению общих экономических показателей ГАЭС. Быстроходность в значительной степени определяется также уровнем развития машиностроительной промышленности, требованиями обеспечения надежности эксплуатации.

При выборе основных параметров обратимых гидромашин, влияющих на габариты агрегата и в целом на здания ГАЭС, используются зависимости, несколько отличающиеся от обычно используемых для гидротурбин.

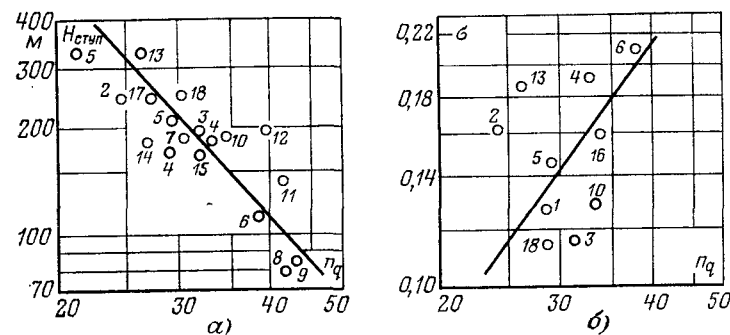


Рис. 5-12. Зависимость быстроходности от напора (а) и коэффициента кавитации от быстроходности (б) для обратимых гидромашин (по данным итальянских специалистов).

1 — Том Соок (США); 2 — Икехара (Япония); 3 — Ярде Крик (США); 4 — Ягисава (Япония); 5 — Охира (Япония); 6 — Круахан (Великобритания); 7 — Кэбин Крик (США); 8 — Мадди Ран (США); 9 — Хайэтт (США); 10 — Рейкхаузен (ФРГ); 11 — Вилларини (Испания); 12 — Кисеняма (Япония); 13 — Ко-Труа-Пон (Бельгия); 14 — Кориуолл (США); 15 — Нортфилд Маунтин (США); 16 — Кастейк (США); 17 — Чиотас Пиастра (Италия); 18 — Бразимоне-Сувиана (Италия); 19 — Талоро (Италия); 20 — Нумаппара (Япония); 21 — Синтойоне (Япония); 22 — Такасегава (Япония); 23 — Окутатараги (Япония); 24 — Набара (Япония).

Коэффициент быстроходности обратной гидромашинной определяется из следующих выражений: в турбинном режиме

$$n_{ст} = \frac{1,167n \sqrt{N_T}}{H_T \sqrt{H_T}}; \quad (5-1)$$

в насосном режиме

$$n_{сн} = \frac{3,65n \sqrt{Q}}{\sqrt{H_H^3}}; \quad (5-2)$$

где n — частота вращения, об/мин; H_T — расчетный напор в турбинном режиме, м; H_H — то же в насосном режиме, м; N_T — номинальная мощность в турбинном режиме, МВт; Q — подача в расчетной точке насосного режима, м³/с.

Кроме коэффициента быстроходности иногда пользуются удельной частотой вращения, которая подсчитывается по формуле

$$n_q = \frac{n \sqrt{Q}}{\sqrt[4]{H^3}} \quad (5-3)$$

На основании анализа опыта создания обратимых гидромашин в итальянской практике принимаются зависимости между

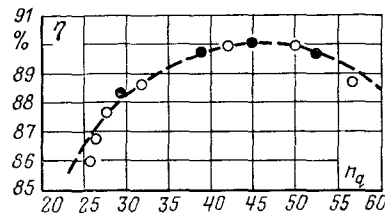


Рис. 5-13. Зависимость к. п. д. обратной гидромашин от быстроходности

○ — строящиеся ГАЭС; ● — эксплуатируемые ГАЭС.

Рис. 5-14. Зависимость быстроходности обратимых гидромашин ГАЭС от напора и коэффициента надежности [69, 77]

1 — Кэбин Крик (США); 2 — Том Соок (США); 3 — Ярлс Крик (США); 4 — Глен Каньон (США); 5 — Сент Джоаким (Канада); 6 — Квебек (Канада); 7 — Родунд I (Австрия); 8 — Рэкун Маунтин (США); 9 — Нортфилд Маунтин (США); 10 — Бэр Свэмп (США); 11 — Фойерс (Великобритания); 12 — Ладдингтон (США); 13 — Масегава (Япония); 14 — Блу Ридж (США); 15 — Никашу (Япония); + — обратимые гидромашин ГАЭС США; ○ — то же других стран; × — радиально-осевые гидротурбины ГЭС США. На рисунке показаны также данные по оборудованию ряда ГАЭС, названия которых в [69, 77] не приведены.

H и n_q , а также между σ и n_q по графикам на рис. 5-12. Примерно такие же зависимости приводятся в [57].

Опыт показывает, что уровень к. п. д. обратной гидромашин также в значительной степени определяется ее быстроходностью (рис. 5-13): максимальное значение к. п. д. соответствует $n_{ст} \approx 200$, $n_q \approx 40 \div 50$.

Особенно жесткие требования по быстроходности предъявляются к обратимым машинам в США (рис. 5-14), где введен так называемый коэффициент надежности [69, 77]:

$$k = n_s \sqrt{H}. \quad (5-4)$$

Для современных обратимых гидромашин коэффициент k благодаря прогрессу в гидромашиностроении достигает 2500, т. е. за 20 лет увеличился в 4 раза. Однако при этом увеличилось заглубление машин, возросла опасность кавитации, вибрации, уровня шума и т. д. Поэтому повысилась роль и ответственность модельных исследований обратимых гидромашин, на основании которых устанавливаются гарантийные показатели натурного образца.

Для определения энергетических характеристик проводятся исследования на крупномасштабной модели с измерением к. п. д. в четырехквadrантном поле режимов работы (насосный режим, турбинный режим, тормозной режим в насосном направлении вращения, тормозной режим в турбинном направлении вращения). Расчетный режим с максимальным к. п. д. при насосной работе выбирается в зоне максимальной подачи при низких напорах, что обеспечивает спокойную работу в насосном и турбинном режимах. При значительных колебаниях напора на ГАЭС возможно смещение расчетного насосного режима с максимальным к. п. д. в сторону большего напора. Очень важным является обеспечение постоянной крутизны характеристики $Q - H$ в насосном режиме, без явлений так называемого помпажа. Это достигается за счет удлинения лопастей рабочего колеса, уменьшения диффузорности каналов и углов атаки, исключения возникновения водоворотных зон.

Для определения кавитационных характеристик проводятся кавитационные и эрозионные испытания; ведутся наблюдения за возникновением и развитием кавитационных явлений в области рабочего колеса при различных режимах работы агрегата (в первую очередь в насосном режиме).

При модельных исследованиях изучаются нестационарные и переходные процессы, проводятся разгонные испытания. Кроме того, определяются силовые и моментные характеристики, проводятся прочностные исследования наиболее ответственных узлов и деталей гидромашин. С ростом единичных мощностей и напоров лопатки становятся наиболее нагруженными узлами гидромашин, особенно в насосном режиме.

Для учета возможных гидроупругих явлений модельные исследования рекомендуется проводить при максимально возможном (лучше натурном) напоре. В первую очередь должны быть тщательно изучены вопросы резонансных колебаний во всех элементах гидравлического тракта.

Для построения эксплуатационной характеристики как в турбинном, так и в насосном режиме используется, как правило, двучленная формула вида

$$\frac{1 - \eta_{нат}}{1 - \eta_{мод}} = (1 - x) + x \sqrt[5]{\frac{D_{мод}}{D_n}} \sqrt[10]{\frac{H_{мод}}{H_{нат}}}, \quad (5-5)$$

где $x = 0,7 \div 0,75$.

Заглубление рабочего колеса под уровень нижнего бьефа подсчитывается по обычной зависимости.

Некоторые зарубежные фирмы ищут новые конструктивные решения по созданию мобильного обратимого агрегата с одним направлением вращения в обоих режимах. Швейцарская фирма «Шармилль» разработала такую гидромашину под названием «Изожир». Гидромашина имеет одну общую спиральную камеру, два рабочих колеса и два направляющих аппарата: одно колесо с направляющим аппаратом для работы в турбинном режиме, другое для работы в режиме насоса. Рабочие колеса выводятся из работы путем закрытия подвижных цилиндрических затворов. Гидромашина работает в условиях, близких к условиям работы трехмашинных агрегатов. Оба рабочих колеса могут быть выполнены так, чтобы при данной частоте вращения они работали в области оптимального к. п. д. при различных расходах, заданных для каждого режима работы. Считается, что область применения такого агрегата по напору лежит в пределах 130—400 м. Опытный агрегат «Изожир», изготовленный фирмой «Шармилль» для ГАЭС Робисей, имеет следующие параметры:

	Турбинный режим	Насосный режим
Мощность, МВт	10	8
Расход максимальный, м³/с	3,0	2,3
Напор максимальный, м	410	395
Частота вращения, об/мин	1500	1500

Другое конструктивное решение применено в ЧССР для гидромашин «Гоце» [66]. В этой машине к фланцу вала присоединена сферическая вращающаяся камера, в которой на поперечной оси установлены два рабочих колеса (насосное и турбинное), соединенные между собой на болтах. Ротационный гидравлический серводвигатель поворачивает рабочие колеса вокруг оси на такой угол, при котором одно из них будет установлено против направляющего аппарата, а другое скрыто в полусферической камере. Лопатки направляющего аппарата могут быть установлены либо в положение, при котором они создают при насосном режиме прямые каналы диффузора насоса, либо в положение, требуемое в турбинном режиме. Для придания каналам благоприятного очертания применяются вспомогательные лопатки, которые выдвигаются одновременно с установкой в требуемое положение основных направляющих лопаток. Остальные элементы не отличаются от принятых для обычных гидромашин. Так же как и «Изожир», машина «Гоце» одностороннего вращения и обладает преимуществами трехмашинной схемы. В настоящее время выполнены модельные исследования и составлен проект машины мощностью около 100 МВт на напор 63—90 м при частоте вращения 136,5 об/мин.

Оригинальная конструкция обратимой радиально-осевой гидромашин с поворотными лопастями (рис. 5-15) разработана в МИСИ имени В. В. Куйбышева проф. Г. И. Кривченко и доцентом Н. Н. Аршеневским [1, 20].

Она обеспечивает близкую к оптимальной лопастную систему для работы как в турбинном, так и в насосном режиме.

Рабочее колесо имеет неподвижные 1 и поворотные лопасти 2. Наружный диаметр неподвижных лопастей определяется условиями работы в турбинном режиме, а поворотных лопастей (при их установке в рабочее положение) — условиями в насосном режиме.

Управление поворотными лопастями осуществляется при помощи крыльчатого сервомотора 3, воздействующего на регулирующее кольцо 4. Сервомотор располагается вокруг полого вала, внутри которого проходят маслопроводы. Соответствие положения лопаток направляющего аппарата и лопастей рабочего колеса обеспечивается устройством обратной связи. На основании модельных испытаний устанавливается оптимальная комбинаторная зависимость между этими положениями.

Поворотные лопасти профилируются таким образом, чтобы при соответствующей их установке они находились в условиях нерабочего обтекания и не влияли на работу гидромашин. В этом случае рабочее колесо имеет размеры, соответствующие оптимальным условиям работы в турбинном режиме. При изменении направления вращения и переходе в насосный режим поворотные лопасти устанавливаются в положение, при котором они становятся продолжением жестко закрепленных лопастей. Диаметр рабочего колеса при этом увеличивается, а это приводит к тому, что при одной и той же частоте вра-

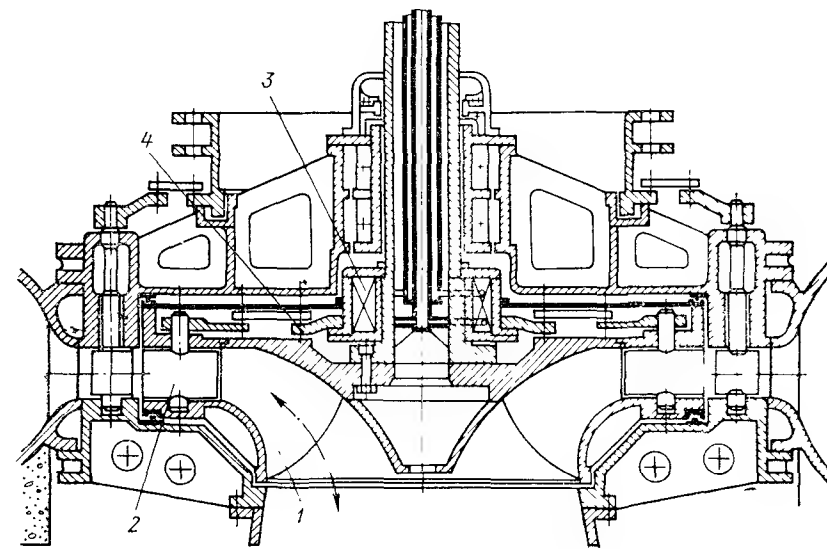


Рис. 5-15. Обратимая радиально-осевая поворотно-лопастная гидромашин (ОРОПЛ).

щения обеспечиваются оптимальные условия работы и в насосном режиме. Кроме того, поворот лопастей позволяет снизить пусковой момент и облегчить запуск агрегата.

5-2. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

а) Двигатели-генераторы

При создании электротехнического оборудования для ГАЭС требуется решить ряд новых технических задач, обусловленных особенностями работы ГАЭС в энергосистеме.

Частая смена двигательного и генераторного режимов при различных направлениях вращения, переключения в режим синхронного компенсатора предъявляют особые требования к конструктивным узлам оборудования, построению главных схем электрических соединений, способам пуска и автоматизации управления. Наиболее сложно эти вопросы решаются для мощных двигателей-генераторов.

К числу основных задач, возникающих при разработке двигателей-генераторов большой мощности и необходимой вспомогательной аппаратуры, относятся:

создание крупных электромашин, рассчитанных на прямой асинхронный пуск от сети; мощных пусковых двигателей с системами регулирования; мощных частотных преобразователей для обеспечения частотного пуска двигателя-генератора;

создание систем возбуждения, обеспечивающих надежную работу электромашин с учетом их реверсивного вращения;

создание форсированной системы охлаждения;

разработка мероприятий по снижению динамических нагрузок, улучшению пусковых характеристик;

создание реверсивного подпятника;

создание специальных выключателей и многополюсных разъединителей для обеспечения реверса;

разработка контактных систем включающих устройств, рассчитанных на многократное переключение токов, превышающих номинальный в 2—3 раза;

разработка трансформаторов, работающих в глубоких переменных режимах с частыми кратковременными перегрузками токами двух-, трехкратной величины;

разработка мероприятий по повышению устойчивости параллельной работы двигателей-генераторов и автоматизации управления ГАЭС в связи с многообразием эксплуатационных режимов агрегатов.

Как указывалось, в двухмашинных агрегатах направление вращения разное, т. е. электрическая машина должна быть и реверсивной и обратимой. В связи с особой напряженностью работы реверсивных двигателей-генераторов особое внимание должно уделяться повышению их эксплуатационной надежности, тщательности изготовления.

Совмещение оптимумов турбинной и насосной характеристик и повышение к. п. д. обратимой гидромашин можно осуществить в двухскоростном агрегате за счет принятия в насосном режиме большей (на 15—20%) частоты вращения, чем в турбинном. Недостатком двухскоростной машины является усложнение конструкции и значительное увеличение стоимости по сравнению с односкоростной, а также необходимость установки дополнительной аппаратуры для переключений [24]. Поэтому в настоящее время двухскоростные электромашины большой мощности практически не применяются.

Основные параметры реверсивных двигателей-генераторов: номинальное напряжение, коэффициент мощности в генераторном и двигательном режимах, статическая и динамическая устойчивость — определяются с учетом особенностей их работы в энергосистеме.

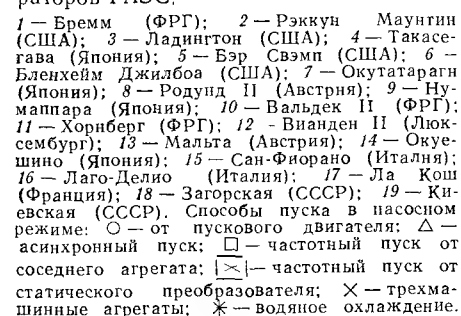
Так, если коэффициент мощности машины при работе агрегата в генераторном режиме выбирается с учетом обычных тре-

бований и составляет, как правило, 0,8—0,95, то для двигательного режима определяющими будут условия работы при повышенных напряжениях и малых нагрузках в энергосистеме. При этом коэффициент мощности в двигательном режиме будет составлять 0,9—1,0.

Показатели, характеризующие современные достижения в изготовлении мощных электрических машин для ГАЭС, приведены на рис. 5-16.

Как правило, двигатели-генераторы средней и большой мощности изготавливаются с вертикальным валом зонтичного исполнения. Одним из важных направлений в разработке реверсив-

Рис. 5-16. Основные параметры (мощность и частота вращения) некоторых современных мощных двигателей-генераторов ГАЭС.



ных двигателей-генераторов в настоящее время является поиск решений по уменьшению их габаритов, особенно для подземных компоновок. Это достигается применением статических систем возбуждения, непосредственного водяного охлаждения обмоток генератора, а также новых способов пуска в двигательный режим вместо использования традиционного пускового двигателя. Уменьшение высоты агрегата возможно также при применении конструкций с единым валом и размещении опоры подпятника на крышке гидромашин.

Для агрегатов мощностью до 300 МВт, как правило, применяется воздушное охлаждение с принудительной вентиляцией. Для более мощных машин используется водяное охлаждение обмоток ротора и статора, которое позволяет уменьшить габариты машины и сэкономить активные материалы, значительно снизить нагрев обмоток ротора и статора и, таким образом, повысить к. п. д. машины. Водяное охлаждение обеспечивает также более равномерное распределение температуры обмоток, при этом уменьшаются температурные и механические напряжения в их изоляции, вызываемые быстрой сменой режимов. Техничко-экономические преимущества такого охлаждения

возрастают с ростом мощности электрической машины. Так, применение водяного охлаждения в реверсивном двигателе-генераторе мощностью 425 МВ·А и частотой вращения 300 об/мин для ГАЭС Рэккун Маунтин позволило в 1,5 раза уменьшить высоту машины по сравнению с машиной, имеющей воздушное охлаждение (рис. 5-17), а также увеличить на 0,2% расчетное значение к. п. д. [14, 15].

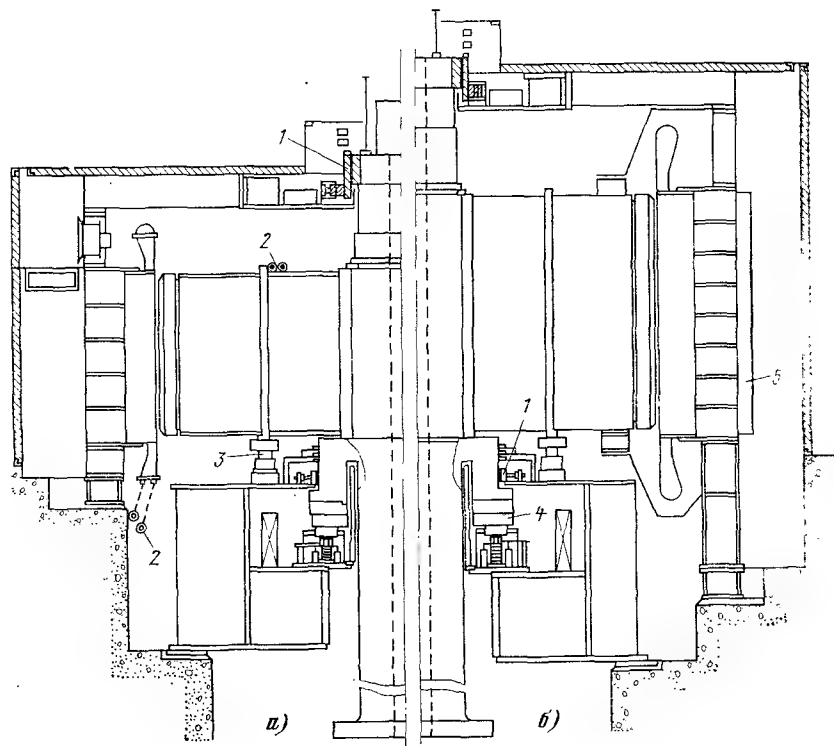


Рис. 5-17. Двигатель-генератор ГАЭС Рэккун Маунтин (США).

а — с водяным охлаждением; б — с воздушным охлаждением; 1 — направляющий подшипник; 2 — трубы водяного охлаждения; 3 — механический тормоз с домкратом; 4 — подпятник; 5 — теплообменник воздух-вода.

Рост единичной мощности и частоты вращения электрических машин с воздушным охлаждением приводит к возрастанию нагрузок на подпятник. В связи с этим предъявляются более жесткие требования к обеспечению равномерности удельных нагрузок, к смазке и охлаждению трущихся поверхностей.

Подпятник и направляющие подшипники реверсивной электромашин должны обеспечить нормальную ее работу при вращении в обе стороны, поэтому сегменты подпятников и направляющих подшипников выполняются с нулевым эксцентрисите-

том. Вследствие этого масляная пленка имеет меньшую толщину, чем у гидрогенераторов обычного исполнения.

Для предотвращения повреждения баббитового покрытия сегментов подпятника при пуске и остановке агрегата масло на поверхность трения подпятника подается под высоким давлением. При этом значительно уменьшается момент трогания машины, что особенно важно для пуска в двигательный режим.

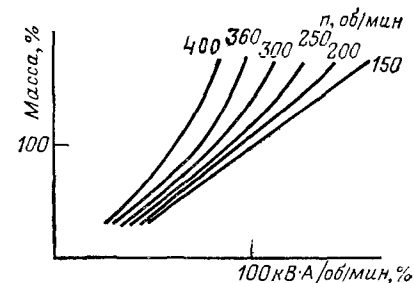


Рис. 5-18. Массовые характеристики двигателей-генераторов (по материалам фирмы «Хитачи»).

В отличие от тихоходных генераторов, масса которых при постоянной мощности с увеличением частоты вращения снижается, для быстроходных двигателей-генераторов наблюдается относительное повышение массы (рис. 5-18), связанное с необходимостью осуществления дополнительных мероприятий по усилению конструкции вращающихся частей, системы охлаждения и др.

б) Особенности электротехнического оборудования. Главные схемы электрических соединений

Как указывалось выше, к электротехническому оборудованию ГАЭС, а также к построению главных схем электрических соединений и схем собственных нужд предъявляются повышенные требования.

Силовые трансформаторы ГАЭС рассчитываются на относительно большие пусковые токи, возникающие при запуске агрегатов в насосном режиме. Кроме того, в связи с увеличением напряжения в турбинном режиме на 5—8% по сравнению с насосным, а также необходимостью регулирования повышенного напряжения по условиям распределения потоков мощностей в энергосистеме силовые трансформаторы ГАЭС имеют устройство регулирования под нагрузкой (РПН). Охлаждение трансформаторов ГАЭС, как правило, принудительное (иногда — водяное).

Высоковольтные выключатели на ГАЭС также работают в более тяжелых условиях, чем на обычных ГЭС, из-за многократности включений и отключений (до 2000—3000 в год).

На современных ГАЭС главные схемы электрических соединений применяют, как правило, в виде единичных или укрупненных блоков [14, 15]. В некоторых случаях единичные блоки соединяются на высоком напряжении в объединенные блоки с подключением двух-трех единичных блоков к сборным шинам через общий выключатель. При наличии на ГАЭС обратимых гидроагрегатов эти сравнительно простые блочные схемы усложняются из-за установки в их цепях дополнительных опера-

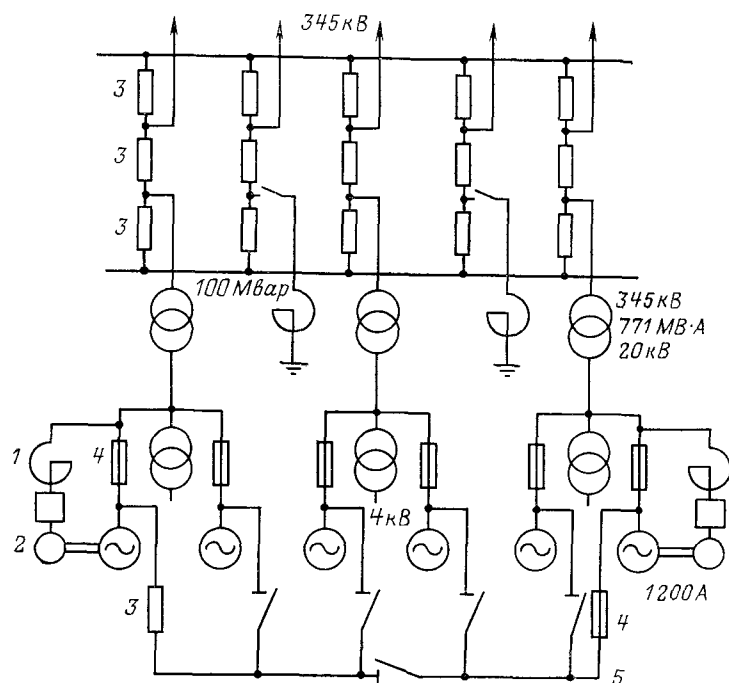


Рис. 5-19. Главная схема электрических соединений ГАЭС Ладдингтон (США).
1 — реактор; 2 — пусковой двигатель; 3 — выключатель трехполюсный; 4 — то же пятиполюсный; 5 — пусковая система шин.

тивных устройств для переключения чередования фаз главных выводов электромашин. На многих зарубежных ГАЭС установлены пятиполюсные переключатели на генераторном напряжении.

На построение схем собственных нужд решающее влияние оказывает принятый способ запуска обратимых гидроагрегатов в насосный режим [15] (см. § 5-3).

Ниже приводятся характерные особенности главных схем электрических соединений некоторых зарубежных ГАЭС.

На ГАЭС Ладдингтон (рис. 5-19) шесть реверсивных двигателей-генераторов мощностью по 388 МВ·А через пятиполюсные выключатели (36 кВ, 48 кА, предельный ток 750 кА) попарно присоединены к трем силовым трансформаторам

мощностью по 771 МВ·А. Применение пятиполюсных выключателей, совмещающих функции переключателей фаз с выключателем, упрощает схему электрических соединений, повышает ее надежность и экономит место для размещения оборудования. Специальная конструкция этих выключателей обеспечивает выполнение в межремонтный период до 2000 операций включения и отключения агрегата. Пусковая схема предусмотрена на напряжении 20 кВ. Пятиполюсный выключатель, расположенный между первым агрегатом и пусковыми шинами, позволяет производить любые переключения между первым и шестым агрегатом. Агрегаты № 1 и 6 пускаются в насосный режим с помощью пусковых электродвигателей, остальные — от агрегата № 1 или 6

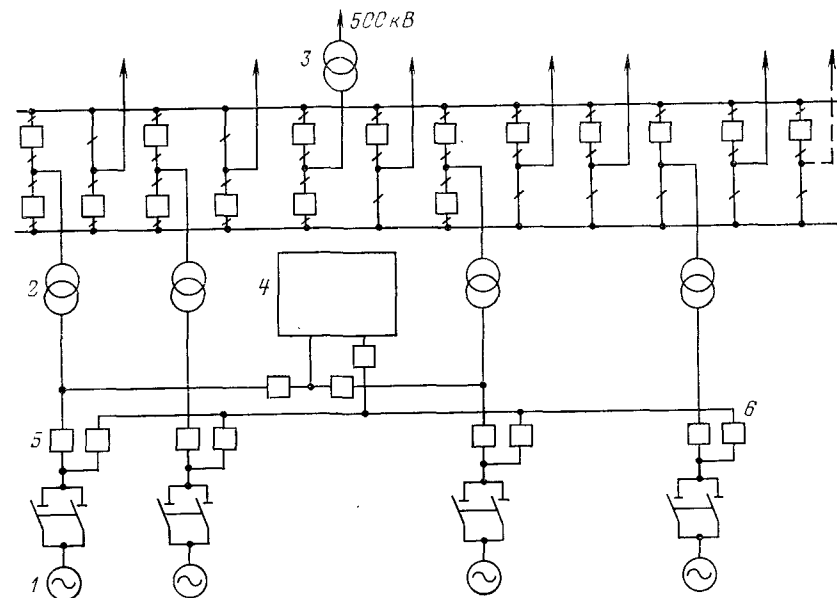


Рис. 5-20. Главная схема электрических соединений ГАЭС Рэккун Маунтин (США).

1 — обратимый гидроагрегат; 2 — трансформатор 465 МВ·А, 23/161 кВ; 3 — трансформатор 161/500 кВ; 4 — пусковой тиристорный преобразователь частоты; 5 — разъединитель для перемены направления вращения гидроагрегата; 6 — пусковая система шин.

стотным методом при полном возбуждении. Поэтому каждый агрегат может быть переведен в насосный режим даже в случае выхода из строя соответствующего пускового электродвигателя. Агрегаты, работающие в насосном режиме, отделяются от пусковой шины разъединителями.

На ГАЭС Рэккун Маунтин (рис. 5-20) для пуска каждого из четырех обратимых гидроагрегатов мощностью по 390 МВт применена одна установка статического преобразователя частоты мощностью 26 МВт, состоящая из регулируемых кремниевых выпрямителей с масляным охлаждением. Напряжение двигателя-генератора и статического преобразователя частоты принято 23 кВ, пусковая схема осуществлена на генераторном напряжении. Выключатели на генераторном напряжении воздушные, 12 кА, 25 кВ, с отключающей способностью 5000 МВ·А. Этот параметр несколько занижен по сравнению с расчетным с целью снижения стоимости и экономии площади, а также из-за того, что отключение короткого замыкания будет иметь место при пониженных значениях тока вследствие инерционности выключателя (0,032 с).

На ГАЭС Мадди Рэн (рис. 5-21) принят прямой асинхронный пуск с пониженным напряжением (до $u_{\text{пуск}} = 0,5 u_{\text{ном}}$). Номинальное напряжение

двигателя-генератора 13,2 кВ, мощность 128 мВт, частота вращения 214 об/мин. Для запуска предусмотрены специальная пусковая система шин на напряжении 6,6 кВ, секционированная выключателями, и оперативные пусковые разъединители. Напряжение на шины подается по отпайкам от обмоток двух силовых трансформаторов. Каждый два агрегата ГАЭС работают на один трансформатор. Трансформаторы соединены на высокой стороне в два объединенных блока. Из опыта эксплуатации этой ГАЭС известно, что посадка напряжения при пуске одного агрегата составляет всего 300 В.

Многообразие функций ГАЭС в энергосистеме (аварийный резерв, регулирование напряжения и частоты, регулятор-потребитель и пр.) требует применения высокой степени автоматизации и быстрого действия оперативного управления как отдельным

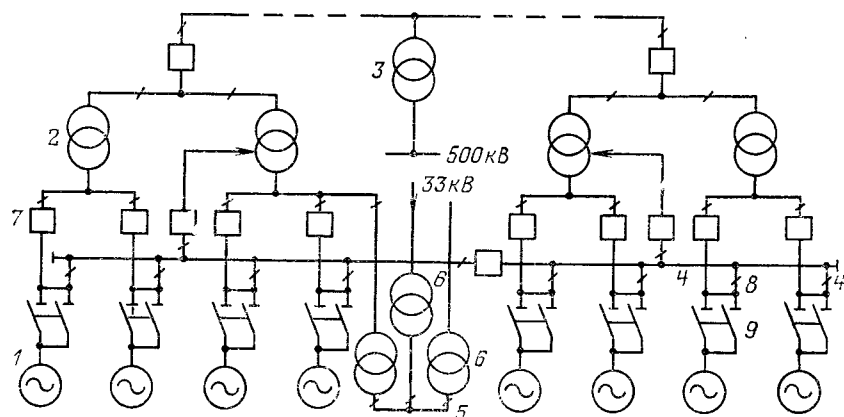


Рис. 5-21. Главная схема электрических соединений ГАЭС Мадди Ран (США). 1 — обратимый гидроагрегат; 2 — трансформатор 250 МВ·А, 13,8/230 кВ; 3 — трансформатор 1000 МВ·А, 230/500 кВ; 4 — пусковая система шин 6,6 кВ; 5 — шины собственных нужд 0,4 кВ; 6 — трансформатор собственных нужд 1,5 МВ·А; 7 — выключатели 13,8 кВ; 8 — оперативный пусковой разъединитель; 9 — разъединители для перемены направления вращения гидроагрегата.

агрегатом, так и ГАЭС в целом. Поэтому управление современными ГАЭС осуществляется в основном средствами телемеханики с применением вычислительных машин.

Такая система, используемая, например, на ГАЭС Виаден II, передает обслуживающему персоналу информацию о состоянии и режимах работы оборудования, распоряжения персоналу агрегатам, осуществляет защиту оборудования от механических и электрических повреждений. Переход от любого стационарного состояния агрегата к любому конечному осуществляется посредством 36 программ, выполняемых по следующим направлениям:

дистанционное автоматическое управление (используется для нормальной эксплуатации);

местное управление — с пульта управления;

полуавтоматическое управление (последовательность операций выполняется автоматически, но команды устанавливаются в конце каждой операции);

ручное управление, которое используется в период наладки или выхода из строя автомата.

Подземная ГАЭС Рэкун Маунтин (четыре агрегата по 390 МВт) предусматривается без обслуживающего персонала; ее управление будет осуществляться с диспетчерского пункта, расположенного на расстоянии 42 км от этой станции.

5-3. СПОСОБЫ ПУСКА, ТОРМОЖЕНИЯ И ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯ АГРЕГАТОВ ПРИ СМЕНЕ РЕЖИМА РАБОТЫ

Работа обратимых гидроагрегатов отличается большим разнообразием как стационарных, так и переходных режимов (рис. 5-22).

Обратимые агрегаты обычно около половины времени работают в активном режиме (турбинном или насосном), а остальное время, в зависимости от условий регулирования напряжения в системе, — в режиме синхронного компенсатора. При этом вода из камеры рабочего колеса гидромашины отжимается сжатым воздухом, а электромашина работает как перевозбужденный или недовозбужденный генератор (при вращении в генераторном направлении) или двигатель (при вращении в двигательном направлении).

Потребляемая из сети активная мощность при работе обратимого агрегата в режиме синхронного компенсатора существенно зависит от объема протечек воды через направляющий аппарат. При отсутствии плотного предтурбинного затвора предусматриваются специальные меры как по надежному уплотнению направляющего аппарата, так и по удалению воды из полостей между рабочим колесом и направляющим аппаратом.

Пуск агрегатов ГАЭС в турбинном режиме, а также пуск насосных агрегатов при четырехмашинной схеме не связан с какими-либо специфическими трудностями.

Для обратимых двухмашинных агрегатов способ пуска в насосном режиме оказывает влияние на конструкцию самих агрегатов, их надежность и быстродействие и, в известной мере, на компоновку и габариты здания ГАЭС [9, 11, 19].

Применяются различные способы пуска — асинхронный, частотный, от специального пускового электродвигателя или гидротурбины.

Выбор способа пуска зависит от единичной мощности агрегата и мощности электрической системы, а также от допусти-

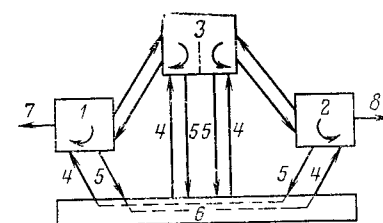


Рис. 5-22. Основные стационарные и переходные режимы работы обратимых гидромашин.

1 — турбинный режим; 2 — насосный режим; 3 — режим синхронного компенсатора; 4 — пуск; 5 — остановка; 6 — агрегат остановлен; 7 — сброс нагрузки; 8 — потеря привода. Стрелкой показано направление вращения.

мого значения снижения напряжения в системе в процессе пуска агрегата, требуемого времени пуска и перевода из одного режима в другой, пускового момента агрегата (для уменьшения последнего камеру рабочего колеса гидротурбины осушают сжатым воздухом, а в подпятник нагнетают масло под давлением [11, 24]).

Анализ способов пуска в насосный режим на ряде зарубежных ГАЭС с обратимыми агрегатами мощностью более 100 МВт (по состоянию на 1970 г.) показал, что асинхронный пуск в насосный режим применен на 14 агрегатах из 81 (в том числе на 6 с помощью реактора и на 8 с выводами от основного трансформатора), частотный на 33 агрегатах (в том числе на 6 от статического преобразователя и на 27 от соседнего агрегата), с помощью пускового двигателя на 34 агрегатах [68].

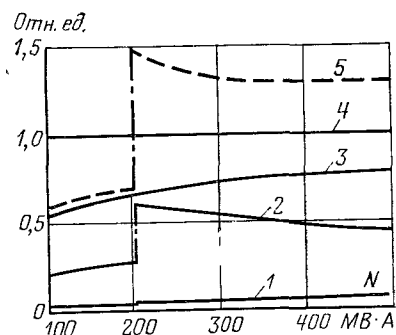


Рис. 5-23. Относительные стоимости способов пуска обратимых агрегатов в зависимости от их мощности.

1 — прямой асинхронный пуск; 2 — частотный пуск от соседнего агрегата; 3 — то же от статического преобразователя; 4 — пуск от пускового двигателя; 5 — асинхронный пуск на пониженном напряжении.

дополнительного оборудования, но вызывает большое (до 3—5%) падение напряжения в сети и повышенные пусковые токи. При прямом асинхронном пуске предъявляются более жесткие требования к конструктивному исполнению двигателя-генератора и трансформатора. Это достигается применением массивных полюсов или мощных демпферных систем и форсированной системы охлаждения для ротора, усилением механического крепления обмоток статора, а в отдельных случаях и трансформатора. Крепление обмотки статора должно быть рассчитано на максимальные динамические воздействия, получающиеся при коротких замыканиях на выводах генератора.

Демпферная обмотка или массивные полюсы должны быть рассчитаны на рассеивание воспринимаемой ротором энергии.

Степень влияния асинхронного пуска на энергосистему зависит от мощности короткого замыкания энергосистемы в месте

подключения трансформатора, а также от параметров двигателя-генератора и трансформатора.

Для уменьшения толчков в системе применяют асинхронный пуск от пониженного напряжения. Однако это требует установки дополнительного оборудования (реактора или автотрансформатора, дополнительных шин, переключательного устройства и др.) и вызывает толчки реактивной мощности в системе при отключении реактора.

В связи с ростом мощности энергосистем, а также возросшими возможностями заводов по производству машин область применения прямого асинхронного пуска за рубежом в настоящее время практически не ограничивается. Особенно широко такой способ пуска применяется в Западной Европе.

Так, обратимый агрегат мощностью 230 МВ·А, 333,3 об/мин на ГАЭС Внанден II (Люксембург) рассчитан для прямого асинхронного пуска при полном и пониженном напряжениях (в последнем случае — с помощью реактора). Ротор двигателя-генератора выполнен с массивными полюсами, охлаждение воздушное [65, 82]. При реакторном пуске посадка напряжения в сети составляла 2,7%, время пуска 115 с. Время перехода из турбинного режима в насосный не превышает 5,5 мин. Время пуска при полном напряжении сокращается до 45 с, а время изменения режима до 4,5 мин.

Фирмой «Альстом» для двигателя-генератора ГАЭС Ревэн (Франция) мощностью 200 МВ·А, 300 об/мин разрабатывается так называемый «бассейновый» ротор, имеющий бак с запасом воды для охлаждения демпферных стержней на время пуска 80 с [59].

Пуск от вспомогательного электродвигателя или пусковой турбины снижает до минимума толчки тока в системе, но усложняет и удорожает конструкцию гидроагрегата и строительную часть ГАЭС. Применение пусковой гидротурбины связано с трудностями размещения ее на одном валу с основным агрегатом.

Преимущества использования пускового электродвигателя (асинхронного или постоянного тока) состоят в его применимости для агрегатов любой мощности, относительной простоте пуска, сравнительно малой величине пускового тока от системы, отсутствии дополнительных требований к конструкции основной машины. Имеется также возможность использования пускового двигателя в качестве тормоза при остановке агрегата, в качестве вспомогательного генератора для питания системы возбуждения и в некоторых случаях для собственных нужд станции. Однако этот способ обладает рядом существенных недостатков — высокой стоимостью, необходимостью в пусковом двигателе с жидкостным реостатом для каждого агрегата, относительно сложной схемой в случае использования при торможении или в качестве вспомогательного генератора, длительным временем пуска, ограниченным числом последовательных пусков и др.

Пуск от вспомогательного электродвигателя или пусковой турбины снижает до минимума толчки тока в системе, но усложняет и удорожает конструкцию гидроагрегата и строительную часть ГАЭС. Применение пусковой гидротурбины связано с трудностями размещения ее на одном валу с основным агрегатом.

Преимущества использования пускового электродвигателя (асинхронного или постоянного тока) состоят в его применимости для агрегатов любой мощности, относительной простоте пуска, сравнительно малой величине пускового тока от системы, отсутствии дополнительных требований к конструкции основной машины. Имеется также возможность использования пускового двигателя в качестве тормоза при остановке агрегата, в качестве вспомогательного генератора для питания системы возбуждения и в некоторых случаях для собственных нужд станции. Однако этот способ обладает рядом существенных недостатков — высокой стоимостью, необходимостью в пусковом двигателе с жидкостным реостатом для каждого агрегата, относительно сложной схемой в случае использования при торможении или в качестве вспомогательного генератора, длительным временем пуска, ограниченным числом последовательных пусков и др.

Преимущества использования пускового электродвигателя (асинхронного или постоянного тока) состоят в его применимости для агрегатов любой мощности, относительной простоте пуска, сравнительно малой величине пускового тока от системы, отсутствии дополнительных требований к конструкции основной машины. Имеется также возможность использования пускового двигателя в качестве тормоза при остановке агрегата, в качестве вспомогательного генератора для питания системы возбуждения и в некоторых случаях для собственных нужд станции. Однако этот способ обладает рядом существенных недостатков — высокой стоимостью, необходимостью в пусковом двигателе с жидкостным реостатом для каждого агрегата, относительно сложной схемой в случае использования при торможении или в качестве вспомогательного генератора, длительным временем пуска, ограниченным числом последовательных пусков и др.

Пусковые электродвигатели характерны для малоагрегатных ГАЭС и особенно распространены в Японии на ГАЭС с двумя агрегатами.

Мощность пусковых электродвигателей находится в пределах 5—9% мощности основного агрегата, время пуска агрегата в насосном режиме до набора нагрузки около 5—7 мин. Стоимость их составляет 10—12% стоимости основной машины. Частотный пуск посредством статического преобразователя частоты является одним из наиболее перспективных. Он достаточно надежен, может применяться для агрегатов любой мощности, требуемое оборудование несложно в эксплуатации. Мощность установки составляет около 8—12% мощности основного агрегата, время пуска 5 мин и более. Поскольку статические преобразователи частоты в настоящее время еще сравнительно дороги, их применение целесообразно для многоагрегатных ГАЭС в целях осуществления последовательного пуска агрегатов (или пуска последнего агрегата при частотном пуске остальных от соседней машины).

Так, для пуска четырех обратимых агрегатов мощностью по 390 МВт на ГАЭС Рэккун Маунтин фирмой «Аллис Чалмерс» предусмотрена установка одного статического преобразователя частоты мощностью 26 МВт. Агрегаты этой ГАЭС могут пускаться также частотным способом от соседней машины.

Частотный пуск посредством вращающейся машины с изменяемой частотой имеет на ГАЭС широкое применение и обычно осуществляется от одной машины, частота напряжения которой может изменяться от нуля до номинального значения. Такой машиной может быть либо один из гидрогенераторов ГАЭС, либо, реже, специальный вращающийся агрегат с гидравлическим или электрическим приводом, находящийся на этой ГАЭС либо на близко расположенной электростанции. При этом запуск в насосный режим может быть осуществлен по одному из следующих вариантов: синхронный пуск, асинхронный пуск, асинхронно-синхронный пуск.

Частотный (чаще — синхронный) пуск от соседнего агрегата в сочетании с пусковыми двигателями применяется на многоагрегатных ГАЭС (Ладдингтон, Нумалпара, Такасегава и др.), когда часть агрегатов пускается частотным способом, а последний — пусковым двигателем.

Торможение двигателей-генераторов применяется с целью ускорения остановки обратимого агрегата и перевода его в другой режим работы. При этом используется либо традиционное механическое торможение, либо динамическое (электрическое) торможение. Во втором случае возможны два варианта:

а) обмотка статора замыкается либо накоротко, либо на внешнее сопротивление, а в обмотку ротора подается напряжение от отдельного возбудителя;

б) при использовании пускового электродвигателя обмотка его ротора замыкается на пусковое сопротивление, а в статор подается напряжение постоянного тока.

При динамическом торможении создается тормозной момент постоянной величины, который и приводит к быстрой остановке агрегата.

Механическое торможение на больших скоростях приводит к значительному нагреву и износу тормозных колодок.

Для динамического торможения агрегата весьма целесообразным оказывается использование пускового статического преобразователя частоты. По сравнению с механическим динамическое торможение имеет определенные преимущества. Так, на ГАЭС Рэккун—Маунтин (США) использование пускового тиристорного преобразователя частоты для динамического торможения агрегата сокращает время остановки турбины с 11,5 до 1,5 мин, а также резко снижает износ тормозных колодок. Для машин с водяным охлаждением это исключает возможность загрязнения водяного коллектора обмоток.

Перевод трехмашинных агрегатов из одного режима в другой имеет ряд особенностей, зависящих от различных способов соединения турбины и насоса с двигателем-генератором (рис. 5-24).

I. Соединение валов двигателя-генератора ДГ, турбины Т и насоса Н жесткое. Турбина в насосном режиме вращается вместе с агрегатом и для уменьшения потерь осушается сжатым воздухом. При работе в турбинном режиме насос должен быть опорожнен, а при переключении из одного режима в другой двигатель-генератор остается подключенным к сети. В данной схеме к. п. д. установки несколько снижается из-за потерь на вращение рабочего колеса в воздухе.

II. Соединение двигателя-генератора ДГ с турбиной Т жесткое, а с насосом Н через зубчатую или фрикционную муфту ЗМ. При работе агрегата в турбинном режиме насос отсоединен, в связи с чем потери на вращение его рабочего колеса отсутствуют и к. п. д. несколько выше, чем по варианту I. Перевод агрегата из насосного режима в турбинный может осуществляться как с отключением электрической машины от сети, так и без отключения. В первом случае насос не опорожняется, а во втором случае осушается.

При переводе агрегата из турбинного режима в насосный электрическую машину необходимо отключить от сети и включить электрическое торможение агрегата до его полной остановки, что требует длительного времени, лишь после этого можно подсоединять муфту и с помощью турбины вновь разгонять агрегат.

III. Соединение двигателя-генератора ДГ с турбиной Т жесткое, а с насосом Н — через муфту ЗМ в сочетании с пусковой турбиной ПТ.

Схема позволяет значительно сократить время перевода агрегата из турбинного режима в насосный, так как опорожненный насос можно заблаговременно разогнать с помощью пусковой турбины при расцепленной муфте. При синхронной частоте вращения муфта сцепляется и насос заполняется водой. При переводе агрегата из турбинного режима в насосный и наоборот электрическая машина остается подключенной к сети. Пуск в турбинном и насосном режимах, а также переключение

Схема агрегата		Время перехода, с			
		$n=0 \rightarrow TP$	$HP \rightarrow TP$	$n=0 \rightarrow HP$	$TP \rightarrow HP$
I		80-110	50-70	90-120	50-70
II		60-90	50-70 120-480	90-120	360-480
III		60-90	50-70	90-120	100-130
IV		60-90	40-50	80-110	30-40
V		60-90	40-50	80-110	30-40
VI		60-100	90-120	300-480	540-720

Рис. 5-24. Характеристика быстродействия агрегатов ГАЭС в зависимости от способов соединения турбины и насоса с двигателем-генератором (по данным фирмы «Фойт»).

TP — турбинный режим; HP — насосный режим; $ОГ$ — обратимая гидромашинная. Остальные обозначения даны в тексте.

из насосного режима в турбинный соответствует варианту II при отжатой воде.

IV. Соединение двигателя-генератора $ДГ$ с турбиной T жесткое, а с насосом H — через муфту $ЗМ$ в сочетании с гидравлическим пусковым преобразователем $П$, что обеспечивает разгон насоса в заполненном состоянии. При синхронной частоте вращения, как и в варианте III, включается муфта и опорожняется преобразователь вращающего момента. Электрическая машина при переключении режимов остается подключенной к сети. Такое решение позволяет сократить время пуска и переключения до минимума, так как насос всегда находится в заполненном состоянии.

V. Соединение двигателя-генератора $ДГ$ с турбиной T через муфту $ЗМ$, а с насосом H — через муфту $ЗМ$ в сочетании с гидравлическим пусковым преобразователем $П$. При такой компоновке для пуска и переключения не требуется опорожнения насоса и турбины, а потери на вращение в воздухе в турбинном, насосном режимах и режиме синхронного компенсатора минимальные.

Таким образом, зубчатые муфты, применяемые при больших передаваемых мощностях, могут присоединять насос как на остановленном агрегате, так и на ходу. В последнем случае должна применяться пусковая турбина, обеспечивающая предварительный разгон осушенного насоса до синхронной частоты вращения. После синхронизации муфта присоединяет насос к валу агрегата, работающего на холостом ходу, турбина осушается, а в насос, наоборот, подается вода и агрегат переходит в насосный режим.

Реверсивная работа обратимых агрегатов удлиняет и усложняет операции по пуску и переводу агрегата из одного режима работы в другой.

Продолжительность таких переводов зависит от способов пуска, торможения, времени набора нагрузки, осушения камеры рабочего колеса или заполнения ее водой и пр. Наиболее длительным и сложным является перевод из турбинного режима работы в насосный. Здесь необходимы применение принудительного торможения в процессе остановки, отжатие воды из камеры рабочего колеса, переключение фаз на выводах электромашины, разворот агрегата до подсинхронной частоты вращения одним из описанных выше способов, синхронизация с сетью и последующее нагружение до полной производительности в насосном режиме.

Перевод из насосного режима в турбинный происходит в обратной последовательности. Сначала уменьшается подача насоса (закрытием направляющего аппарата до открытия холостого хода), затем агрегат тормозится, переключаются фазы на выводах электромашины. При достижении агрегатом подсинхронной частоты вращения в турбинном направлении вращения включается выключатель, электромашина синхронизируется с сетью и возбуждается. Дальнейшим открытием направляющего аппарата достигается набор соответствующей мощности агрегата в генераторном режиме.

Поэтому в установках с обратимыми двухмашинными агрегатами продолжительность перевода из одного режима работы в другой существенно больше (вариант VI на рис. 5-24), чем в установках с трех- и четырехмашинными агрегатами.

Для двухмашинного обратимого агрегата ГАЭС Родунд II (Австрия) максимальная продолжительность переключения (260 с) получается при переводе агрегата из турбинного

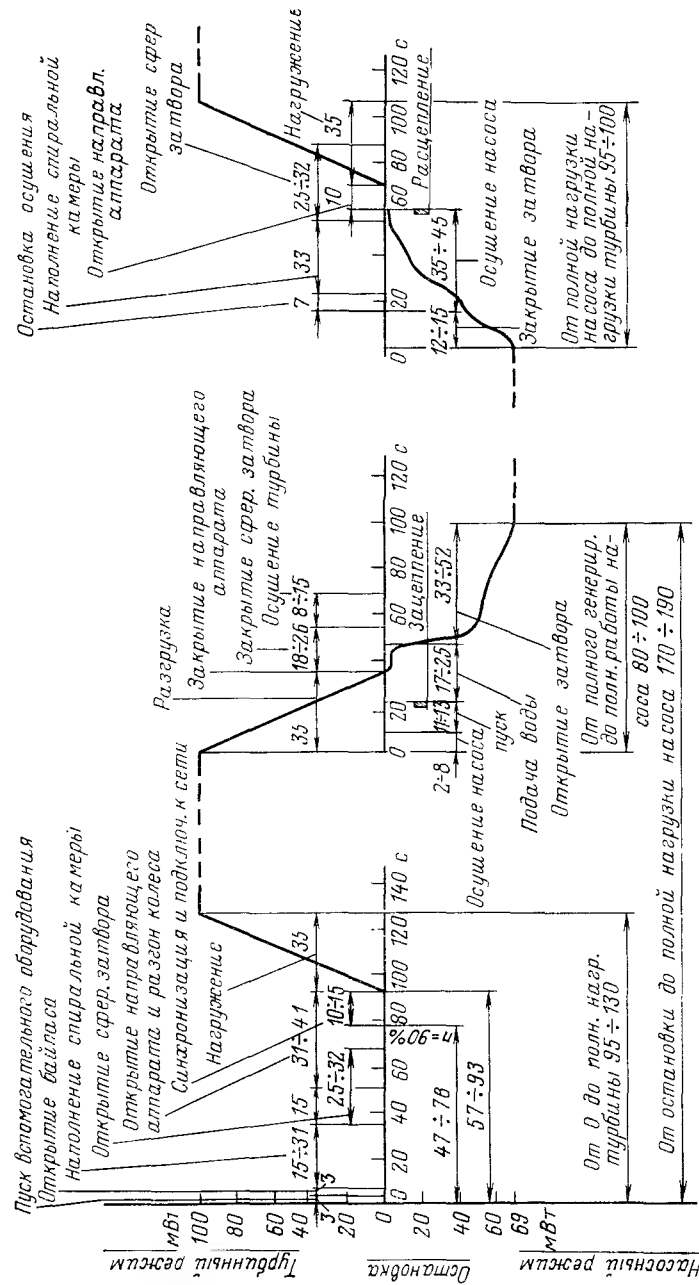


Рис. 5-25. Последовательность и продолжительность операций по изменению режимов работы трехмашинного агрегата ГАЭС Вианден (Люксембург).

в насосный режим. Время переключения, с, складывается из следующих операций:

Замедление вращения до $0,58 n_{\text{ном}}$	40
Электрическое торможение до $n=0$	70
Опорожнение камеры рабочего колеса	20
Разгон агрегата пусковым двигателем до $n_{\text{ном}}$	70
Заполнение камеры водой	20
Открытие шарового затвора	20
Открытие направляющего аппарата	20

На рис. 5-25 приведен график последовательности и указана продолжительность операций по изменению режимов работы трехмашинного агрегата ГАЭС Вианден (пуск в насосный режим при помощи вспомогательной пусковой турбины).

Кроме нормальных эксплуатационных режимов работы обратимых гидроагрегатов (стационарных и переходных), существуют аварийные режимы, которые должны учитываться как при определении гарантий регулирования, так и при расчете водоподводящих устройств и спиральных камер. К таким режимам в первую очередь относятся режимы аварийных сбросов нагрузки в турбинном режиме и аварийная потеря привода (питание электромашины от сети) в насосном режиме. При аварийном сбросе нагрузки значительно повышается давление в трубопроводе и спиральной камере и увеличивается частота вращения агрегата; при потере привода наиболее опасными могут явиться кратковременное понижение давления в зоне направляющего аппарата и на начальном участке трубопровода, а также режим противотока, вызывающий рост интенсивности пульсации давления. Характеристики переходных процессов в таких режимах определялись обычно расчетным путем. Однако увеличение мощностей агрегатов и напоров установок, рост гидродинамических нагрузок требует проведения специальных модельных исследований. Они необходимы как для уточнения изменения давления и частоты вращения, так и для определения пульсации давления с отработкой оптимального режима закрытия направляющего аппарата.

5-4. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ОБРАТИМЫМ ГИДРОМАШИНАМ ГАЭС

Перечисленные ниже требования исходят из основных функций ГАЭС в энергетических системах: источника маневренной мощности для покрытия пиков графика нагрузки, для аварийного и частотного резерва, источника реактивной мощности, а также регулятора-потребителя энергии.

1. Обратимые агрегаты ГАЭС должны обеспечивать высокую готовность, маневренность при переключении режимов, надежность и бесперебойность в работе.

2. Для перспективных ГАЭС чистого аккумулирования единичная мощность агрегатов должна составлять 200÷400 МВт.

3. Быстроходность обратимых гидромашин на современном этапе для рассматриваемого диапазона напоров должна быть:

$$\begin{aligned} n_s &\geq 230 \div 250 \text{ для } H \approx 100 \text{ м;} \\ n_s &\geq 160 \div 180 \text{ для } H \approx 200 \text{ м;} \\ n_s &\geq 140 \div 120 \text{ для } H \approx 300 \div 400 \text{ м.} \end{aligned}$$

4. Коэффициент полезного действия гидромашин радиально-осевого типа с диаметром рабочих колес 5—7 м должен быть не ниже 91—92%, диагонального типа — 90%. В насосном режиме необходимо обеспечить устойчивую работу во всем диапазоне $Q-H$.

5. Интенсивность пульсации давления не должна превышать 0,05 H в спиральной камере и 0,10 H в отсасывающей трубе.

6. Продолжительность переключения режимов не должна превосходить, с:

от нуля до полной нагрузки турбины	60—100
от нуля до полной подачи насоса	200—300
из турбинного в насосный режим	300—400
из насосного в турбинный режим	100—200
из турбинного в режим синхронного компенсатора (СК)	80—100
из насосного в режим СК	90—100
из режима СК в насосный режим	120—140
из режима СК в турбинный режим	100

7. Для обратимых агрегатов должны быть предъявлены повышенные требования к жесткости конструкции рабочего колеса, направляющего аппарата, опорных узлов, к качеству их изготовления и монтажа. Привод направляющего аппарата желательно выполнять с индивидуальными сервомоторами для обеспечения демпфирования гидродинамических нагрузок на лопатки.

8. При создании обратимой гидромашин должны быть отработаны схемы пуска; выбраны оптимальные режимы регулирования; оценены собственные частотные характеристики конструктивных элементов и частота возмущающих сил; исключена возможность резонансных явлений; снижены кавитационный износ и уровень шума; разработаны тяжелонагруженные реверсивные подпятники, опорные конструкции, узлы уплотнения; схемы опорожнения и перевода в режим СК.

9. Создание двигателей-генераторов требует решения комплекса вопросов по конструкции электромашины, способам пуска, системам возбуждения, регулирования, охлаждения, схемам коммутации.

5-5. ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГИДРОСИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ КИЕВСКОЙ ГАЭС

Киевская ГАЭС установленной мощностью 225 МВт является первой крупной ГАЭС в СССР и введена в эксплуатацию в 1972—1973 гг. На ГАЭС установлены три прямых турбинных и три обратимых агрегата, изготовленных Харьковским турбинным заводом и заводом «Электротяжмаш».

Основные параметры обратимого гидроагрегата Киевской ГАЭС:

	Насосный режим	Турбинный режим
Напор, м:		
максимальный	74	70,5
расчетный	69,5	65
минимальный	66,5	63
Мощность при $H_{расч}$ и $Q_{расч}$, МВт	43	33,4
Подача (расход) при $H_{расч}$, м³/с	50	63,5
Частота вращения, об/мин		166,7
Диаметр рабочего колеса, м		4,65
Число лопаток направляющего аппарата, шт		16
Высота отсасывания, м		—4,3
Напряжение двигателя-генератора, кВ		10,5

Заполнение верхнего бассейна осуществляется тремя обратимыми агрегатами за 7 ч, а сработка шестью агрегатами — за 2,5 ч. Способ пуска обратимых агрегатов в насосный режим — прямой асинхронный при полном напряжении сети.

Большой комплекс натурных испытаний и опыт эксплуатации в различных стационарных и переходных режимах показали достаточную надежность основных узлов агрегата, но также выявили необходимость ряда усовершенствований, улучшающих работу оборудования [25]. Так, обнаруженная значительная вибрация лопаток направляющего аппарата была устранена путем их прижатия усилием сервомоторов к верхнему и нижнему кольцам направляющего аппарата. Потребовалось улучшение торцевых уплотнений лопаток, усиление корпуса турбинного подшипника, крышки турбины и некоторых других элементов.

Принятая система отжатия воды и выпуска воздуха при пуске в насосный режим была модернизирована, в результате чего время выпуска воздуха с 10—15 мин было снижено до 1,5—2 мин и стало стабильным. Оптимальное давление воздуха при отжатии 0,85—0,9 МПа.

При пуске обратимого агрегата в турбинном режиме переходные процессы протекают аналогично турбинному агрегату. Максимальная пульсация давления в водоводе и повышение давления возникают при сбросе нагрузки в турбинном режиме; режим потери привода в насосном режиме с точки зрения состояния гидроагрегата и водного тракта оказался легче, чем режим сброса нагрузки в турбинном режиме.

Испытаниями и опытом эксплуатации установлено, что асинхронный пуск двигателя-генератора проходит успешно: тепловой режим машины находится в допустимых пределах.

5-6. ГИДРОСИЛОВОЕ И ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЗАГОРСКОЙ ГАЭС

В суточном графике нагрузки предполагается около 4 ч работы ГАЭС в генераторном режиме (вечерний и утренний «пик»). На ГАЭС будет установлено шесть двухмашинных обратимых агрегатов единичной мощностью 200 МВт с гидромашинами радиально-осевого типа быстроходностью около 220 и односкоростными двигателями-генераторами¹. Сопоставление различных

¹ Восемь таких же обратимых гидроагрегатов будет установлено на Кайшядорской ГАЭС.

вариантов оборудования выявило значительный экономический эффект при увеличении мощности агрегата от 100 до 200 МВт и повышении быстроходности до 220, несмотря на дополнительное заглубление оси рабочего колеса.

Проект обратимой гидромашины разработан Ленинградским металлургическим заводом, а двигателя-генератора — заводом «Уралэлектротяжмаш».

Основные параметры обратимой гидромашин (рис. 5-26) следующие:

Мощность при расчетном напоре в турбинном режиме, МВт	205
Максимальная потребляемая мощность в насосном режиме, МВт	217
Диаметр рабочего колеса, м	6,3
Частота вращения, об/мин:	
номинальная	150
угольная	240
Расход в турбинном режиме при расчетном напоре и номинальной мощности, м ³ /с	226
Подача в насосном режиме при среднем напоре, м ³ /с	189
Высота всасывания при максимальном напоре (отсчитывается от оси направляющего аппарата), м	13,8
Максимальный к. п. д., %:	
в турбинном режиме	92,5
в насосном режиме	90,4
Осевое гидравлическое усилие, кН	6000
Масса гидромашин, т	900

Спиральная камера гидромашин принята металлической, сварной, круглого сечения, с углом охвата 351°, отсасывающая труба изогнутая высотой 16,2 м (2,5 D_1), длиной 25 м (4,0 D_1). Рабочее колесо, состоящее из верхнего и нижнего ободов с сваренными между ними лопастями, выполняется неразъемным из нержавеющей стали. Для уменьшения осевого усилия верхние и нижние уплотнения располагаются на одном диаметре.

Направляющий аппарат состоит из 20 лопаток асимметричного профиля положительной кривизны, управляемых индивидуальными сервомоторами. Баббитовый с самоустанавливающимися сегментами направляющий подшипник работает на жидкой масляной смазке.

Предусмотрена полная автоматизация работы обратимой гидромашин во всех режимах. Машина поставляется с электрогидравлическим регулятором и маслонапорной установкой с давлением 4 МПа. Для отжатия воды из камеры рабочего колеса при пуске агрегатов в насосном режиме и при работе в режиме синхронного компенсатора предусмотрен подвод через крышку турбины сжатого воздуха под таким же давлением.

Ревверсивный двигатель-генератор зонтичного типа, с опорой подпятника на крышку турбины, одним направляющим подшипником, встроенным в верхнюю крестовину. Основные параметры двигателя-генератора:

Мощность, МВ·А	236
Напряжение, МВ	15,75
Частота вращения, об/мин:	
номинальная	150
угольная	240
Коэффициент мощности:	
в генераторном режиме	0,85
в двигательном режиме	0,95
Маховой момент, тс·м ²	32 000
Максимальный к. п. д.:	
в генераторном режиме	98,4
в двигательном режиме	98,5
Масса двигателя-генератора, т	1120

Статор разъемный, из шести частей, обмотка двухслойная, стержневая, с четырьмя параллельными ветвями, изоляция обмотки терморезистивная типа «монолит».

Подпятник с общей нагрузкой около 13 МН и удельной 3,5 МПа приспособлен для реверсивной работы. Вентиляция электрической машины осуществляется по замкнутому циклу с охлаждением воздуха в водяных воздухоохладителях, установленных в корпусе статора. Возбуждение двигателя-генератора тиристорное, по схеме самовозбуждения.

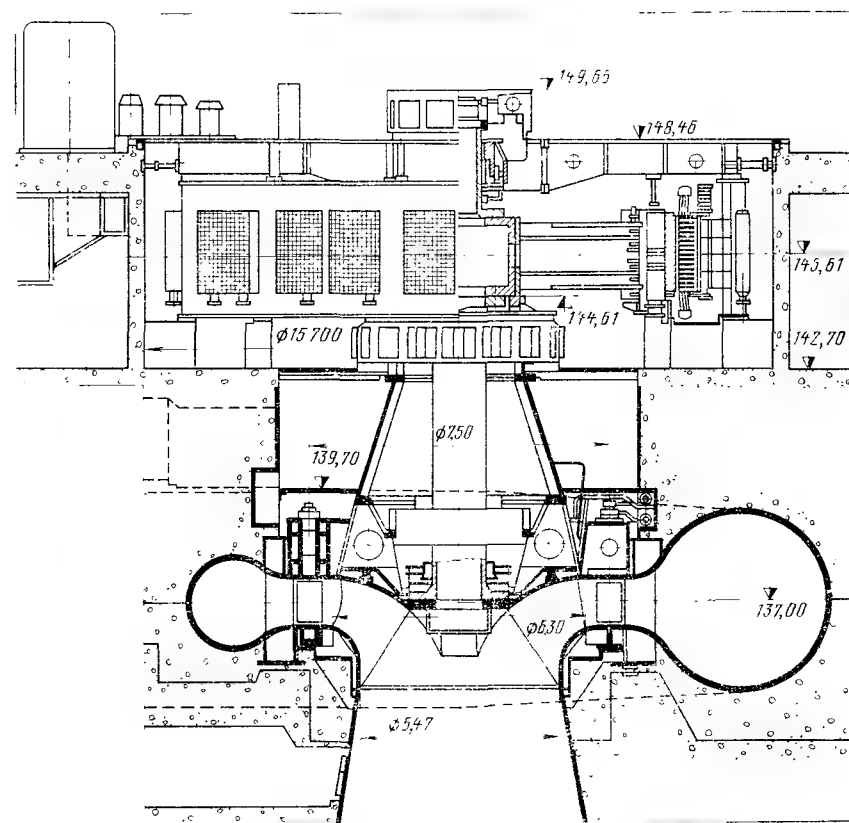


Рис. 5-26. Гидроагрегат Загорской ГАЭС.

Предусматриваются два способа пуска агрегата в насосный режим:

1) прямой асинхронный пуск при полном напряжении сети — наиболее простой и экономичный. При этом понижение напряжения на присменных подстанциях 500 кВ находится в допустимых пределах (до 3%), а пусковые токи в цепи блока не превышают кратности 2,2—2,4;

2) пуск от специального тиристорного преобразователя частоты, обеспечивающего спокойное, без толчков тока и посадок напряжения включение гидроагрегата в сеть.

Каждый из шести агрегатов присоединяется к силовому трансформатору мощностью 250 МВ·А, а на напряжении 500 кВ каждые три электрические блока образуют объединенный электрический блок. Таким образом, на напря-

жении 500 кВ образуется схема четырехугольника (две линии и два объединенных блока), конструктивно выполненного с двумя системами шин.

Для перемены чередования фаз при переходе от генераторного к двигателю режиму или от двигательного к генераторному режиму в цепи каждого агрегата устанавливается по два выключателя типа ВГМ-20.

В генераторный режим агрегат запускается с использованием автосинхронизатора. Пуск в насосный режим и режим синхронного компенсатора производится с отжатием воды из камеры рабочего колеса; пуск и остановка в любом режиме осуществляется при предварительном гидростатическом подъеме ротора. В аварийных ситуациях пуск в генераторном режиме и остановка из любого режима работы допускаются и без подъема ротора.

В качестве защиты от разгона применяется золотник аварийного закрытия. На каждом агрегате предусмотрены аварийно-ремонтные затворы с гидрорывом.

В соответствии с требованиями энергосистемы кроме основной функции гидроаккумулирования Загорская ГАЭС участвует в регулировании частоты, активной и реактивной мощности, а также в обеспечении вращающегося резерва в энергосистеме.

Продолжительности пуска и перевода из одного режима работы в другой для агрегатов Загорской ГАЭС приняты следующие, с:

Пуск:	
в турбинный режим	60—90
в насосный режим:	
прямой асинхронный	180—360
частотный с помощью статического преобразователя частоты	540—720
Перевод из турбинного режима в режим синхронного компенсатора (СК)	75
Перевод из насосного режима в режим СК (при насосном направлении вращения)	90
Перевод из режима СК в насосный режим	120

На ГАЭС предусматривается автоматизированная система управления с применением управляющего вычислительного комплекса, обеспечивающая полную автоматизацию всех вариантов пусков, остановок и изменений режимов, а также оптимизацию режимов работы, регулирование активной мощности, регулирование напряжения на шинах и реактивной мощности, контроль режимов работы основного гидросилового оборудования, противоаварийное управление, отображение и регистрацию состояния основного оборудования и основных его параметров, анализ основных технико-экономических показателей работы станции.

5-7. ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ГИДРОСИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ГАЭС В СССР

В ближайшие годы в СССР предполагается строительство ряда ГАЭС с напорами 130—500 м, на которых целесообразна установка обратимых двухмашинных агрегатов (табл. 5-1).

Проектные проработки выявили также высокую эффективность сооружения ГАЭС с подземным расположением нижнего бассейна, использующих напор около 1200 м. При разработке оборудования для таких ГАЭС на предварительных стадиях рассматривались различные варианты — трехмашинный вертикальный агрегат с ковшовой или радиально-осевой гидротур-

Таблица 5-1

Основные параметры обратимых гидромашин с напором 130—500 м (по предварительным проектным данным)

Параметры	Днестро- ровская ГАЭС	Теребля- Рикская ГАЭС	Ставро- польская ГАЭС	Тереб- линская ГАЭС
Напоры, м:				
турбинный режим:				
максимальный	155,5	207,8	370,0	505,5
расчетный	138,8	191,5	360,0	486,2
минимальный	138,0	188,5	350,0	480,8
насосный режим:				
максимальный	160,5	225,0	387,5	525,7
расчетный	152,0	220,0	377,5	518,1
минимальный	144,0	212,0	367,5	507,7
Число обратимых агрегатов, шт . .	10	9	7—8	4
Мощность гидроагрегата, МВт:				
турбинный режим	215	225	400—480	245
насосный режим	260	255		290
Частота вращения, об/мин	187,5	230,8	300—375	428,6
Диаметр рабочего колеса, м	6,0	5,5	4,4—5,6	4,6
Расход в турбинном режиме, м³/с . .	175	142,4	140—170	57,0
Подача в насосном режиме, м³/с . .	137	125		50
Высота отсасывания, м	—22	—27	—40÷55	—52
Быстроходность (насосная)	190	172	126—160	95

биной, четырехмашинный агрегат с применением ковшовой гидротурбины с горизонтальным расположением вала, радиально-осевой гидротурбины с вертикальным расположением вала и, наконец, двухмашинный агрегат с вертикальным расположением вала с многоступенчатой обратимой гидромашинной. Рассматривались модификации, отличающиеся единичной мощностью, частотой вращения, числом рабочих колес, сопл, формой коллектора и расположением вала. В результате таких поисковых проработок (табл. 5-2) были сделаны следующие выводы: по расположению вала предпочтительна вертикальная компоновка агрегата;

по энергетическим показателям явного преимущества какого-либо типа машин из числа рассмотренных выявить не удалось. Коэффициент полезного действия турбин находится в пределах 89—90,5%, а к. п. д. обратимой гидромашинной при работе в насосном и турбинном режимах составляет около 90%. Коэффициент полезного действия насоса ориентировочно принимался равным 86—89%;

четыремашинная схема требует наибольших затрат. Компенсировать этот недостаток могли бы более высокие энергетические качества турбины и насоса, работающих раздельно:

двухмашинная схема оборудования имеет существенные преимущества по металлоемкости и количеству гидромеханического оборудования, а также по объему строительных работ;

Таблица 5-2

Основные параметры гидромашин для ГАЭС с напором 1200 м

Параметры	Двухмашинный обратимый гидроагрегат	Трехмашинный агрегат с двухколесной ковшовой гидротурбиной и явиступенчатым центробежным насосом
Мощность, МВт	160/180,7	190
Частота вращения, об/мин	600	600
Диаметр рабочего колеса, м:	2,4	—
насоса	—	2,58
турбины	—	2,28
Число рабочих колес, шт.:	4	—
насоса	—	5
турбины	—	2
Коэффициент полезного действия максимальный, %:	90	—
насоса	—	86—89
турбины	—	90,5
Заглубление под уровень нижнего бьефа, м	60	30

общая масса двухмашинного обратимого гидроагрегата будет примерно в два раза меньше соответствующего ему трехмашинного.

Следует отметить, что для ГАЭС с подземными бассейнами крайне заманчиво применение высоковольтных двигателей-генераторов (с напряжением ≥ 220 кВ).

Глава шестая

ВЛИЯНИЕ ГАЭС НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БАССЕЙНОВ ГАЭС

Вопросы охраны окружающей среды, рационального использования и воспроизводства природных ресурсов приобрели в настоящее время особо важное значение. Проект каждой гидроаккумулирующей электростанции в СССР должен содержать всесторонний анализ ее влияния на окружающую среду и включать комплекс мероприятий, позволяющих более полно использовать новые природные условия, создаваемые в результате строительства ГАЭС. Так, расположенные на высоких отметках верхние бассейны ГАЭС могут служить источником для орошения окружающих их земельных массивов. Например, из верхнего бассейна Кайшядорской ГАЭС в Литовской ССР предусмотрено орошение около 8 тыс. га земель совхозов мясо-молочного направления.

Гидроаккумулирующие электростанции как источник высокоманевренной электрической мощности могут рассматриваться в качестве альтернативы по отношению к маневренным тепловым (газотурбинным) электростанциям или остропиковым гидроэлектростанциям. Поэтому при сопоставлении каждого из перечисленных энергетических источников должно учитываться их влияние на окружающую среду.

Заменяя газотурбинные электростанции в энергетических системах, ГАЭС экономят на 1 кВт·ч выработанной энергии около 0,2 кг условного топлива. Кроме того, они обеспечивают дополнительную экономию топлива в размере 0,1—0,2 кг/(кВт·ч) за счет улучшения структуры энергоисточников, т. е. за счет замены менее эффективных и более маневренных ТЭС на средних параметрах пара менее маневренными, но значительно более эффективными установками на сверхвысоких параметрах пара или атомными электростанциями. Экономия, составляющая 300—400 тыс. т условного топлива на 1 млн. кВт установленной мощности ГАЭС, сама по себе способствует сохранению важнейшего природного ресурса — органического топлива.

В отличие от тепловых электростанций гидравлические, в том числе гидроаккумулирующие, не загрязняют воздушный бассейн. Исключается также так называемое «тепловое загрязнение» водоемов.

Таким образом, в части охраны окружающей среды — воздушного и водного бассейна — ГАЭС имеют преимущество перед тепловыми электростанциями.

Гидроэлектростанции, так же как и ГАЭС, способствуют экономии топлива и не загрязняют атмосферу. Однако возможности создания новых эффективных ГЭС в европейской части СССР крайне ограничены. К тому же на 1 млн. кВт установленной мощности пиковых ГЭС в этом регионе приходится не менее 30 км² затоплений и отчуждений (по аналогии с Плявинской ГЭС). Соответствующая величина для ГАЭС составляет 4—5 км² при напоре 100 м и резко снижается по мере увеличения напора.

Несмотря на компенсационные мероприятия, выполняемые при организации водохранилищ, создание их объективно связано с потерей земельных ресурсов. По этому признаку гидроаккумулирующие электростанции имеют существенные преимущества перед ГЭС обычного типа. Следует также учесть, что стоимости компенсационных и других мероприятий, связанных с созданием водохранилищ, неуклонно возрастают.

Весьма эффективным мероприятием для увеличения пиковых мощностей в энергосистемах европейской части страны могло бы явиться расширение существующих ГЭС с установкой на них дополнительных агрегатов (Днепровская, Кегумская ГЭС и др.), что практически не связано с отчуждением новых территорий и потерями земельных ресурсов. Однако рас-

ширение большинства существующих ГАЭС на крупных реках в западных районах СССР, как показали эскизные проработки, экономически не оправдано из-за небольших напоров этих станций, ухудшения режимов в нижних бьефах (особенно в зимний период), ухудшения воднотранспортных условий и др.

Исходя из вышеизложенного, следует ожидать, что гидроаккумулирующие электростанции станут основным источником маневренной гидравлической мощности в европейской части страны.

Как каждое искусственное сооружение, гидроаккумулирующая электростанция в той или иной степени нарушает природный ландшафт. Дамбы, образующие бассейн, протяженные открытые водоводы, наземные здания ГАЭС, подстанции и линии электропередачи могут диссонировать с окружающей природой. Задачей инженера и архитектора, проектирующих ГАЭС, является максимальная увязка создаваемых сооружений с элементами существующего ландшафта. Большое значение имеет бережное отношение строителей к растительности, тщательное выполнение рекультивационных работ, озеленение откосов и т. д.

Компоновочные решения ГАЭС обеспечивают широкие возможности свести к минимуму отрицательное эстетическое воздействие глубоких земляных выемок, вырубок лесных массивов и других нарушений природы. Так, подземное расположение машинных залов и водоводов ГАЭС полностью скрывает весь энергетический тракт и, собственно, электрическую станцию, не ухудшая эксплуатационных условий. Разработанные в последние годы проекты ГАЭС с подземными бассейнами позволяют создать мощные электростанции практически без сооружений на поверхности (при использовании естественных водоемов в качестве верхних бассейнов). При этом выдача мощности может осуществляться газонаполненными кабелями без устройства распределительной подстанции в непосредственной близости от ГАЭС.

Строительство гидроаккумулирующих электростанций традиционного типа связано с созданием относительно небольших по площади водохранилищ, отличающихся быстрым изменением уровней воды. Как указывалось выше, высота суточной сработки уровней бассейнов некоторых ГАЭС достигает 50 м. Однако такие колебания характерны для верхних бассейнов высоконапорных ГАЭС, расположенных в основном в малонаселенных горных районах.

Нижние бассейны ГАЭС часто бывают приурочены к крупным естественным озерам или водохранилищам, уровень режим которых при работе станции практически не меняется.

Колебания уровней воды в искусственно создаваемых нижних бассейнах для ГАЭС с напорами 100—200 м не превышают 15 м.

Проектом ГАЭС должны быть предусмотрены мероприятия, предотвращающие опасность берегообрушения, образования оползней и других нежелательных явлений, нарушающих природный ландшафт.

Как показывает опыт эксплуатации американских ГАЭС, последние являются объектами интенсивного туризма. Вопросы туризма и рекреации решаются в США одновременно с проектированием ГАЭС. Так, на основании проектного анализа было определено, что после пуска ГАЭС Маунт Элберт (штат Колорадо) в этом районе ожидается увеличение числа туристов со 100 тыс. до 1 млн. чел. в год.

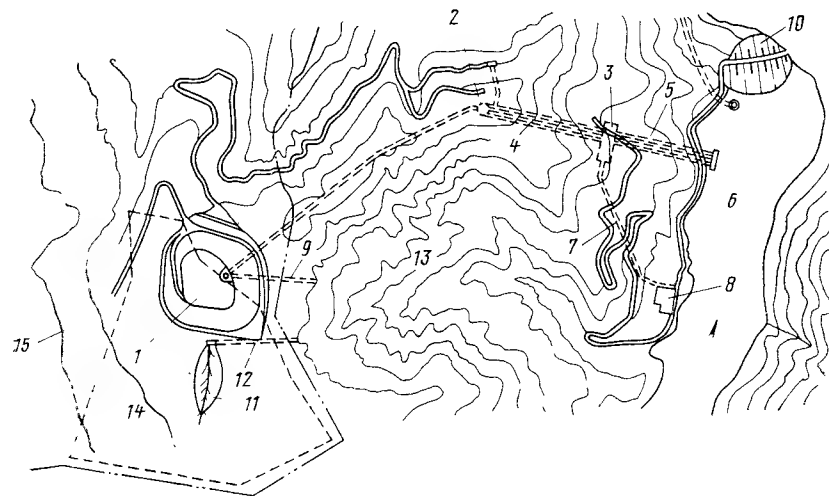


Рис. 6-1. Ситуационный план ГАЭС Нумаппара (Япония).

1 — верхний бассейн (макс. уровень — 1238,0 м, мин. уровень — 1198,0 м); 2 — уравнильный резервуар; 3 — подземный машинный зал; 4 — высоконапорный участок подводящих туннельных водоводов; 5 — отводящие водоводы; 6 — нижний бассейн (макс. уровень — 753 м, мин. уровень — 721 м); 7 — транспортный туннель; 8 — ОРУ; 9 — туннель для опорожнения верхнего бассейна; 10 — плотина Мнайама; 11 — заболоченная территория; 12 — водовыпуск; 13 — территория национального парка Никко; 14 — специальная зона национального парка; 15 — лесной заповедник.

При сооружении ГАЭС Нортфилд Маунтин было затрачено около 4 млн. долл. на благоустройство территории, озеленение и другие мероприятия, способствующие рекреационному использованию. Колебания уровней бассейнов ГАЭС приурочены к вечернему и ночному времени и поэтому не являются существенным препятствием для рекреации в дневное время суток.

Бассейны ГАЭС в ГДР Блайлох, Хоэнварт, Визенталь и др. также используются в рекреационных целях. Японская ГАЭС Нумаппара построена на территории национального парка Никко (рис. 6-1).

Хотя создание ГАЭС на крупных водоемах может отрицательно сказаться на условиях обитания рыбы, в бассейнах пе-

речисленных выше ГАЭС в ГДР развито спортивное рыболовство. Бассейны ГАЭС Хоэнварте I и II используются также для целей рыбоводства.

Ряд исследований, проведенных в последнее время, подтвердил, что интенсивное перемешивание воды при работе ГАЭС способствует насыщению ее кислородом и тем самым усиливает самоочищающую способность водоемов. В связи с этим использование существующих озер и водохранилищ в качестве нижних бассейнов ГАЭС способствует улучшению качества воды. Одновременно усиливаются теплообменные процессы, что особенно важно, если ГАЭС входит в состав энергетического комплекса совместно с ТЭС или АЭС.

Глава седьмая

ЭКОНОМИКА СТРОИТЕЛЬСТВА ГАЭС

7-1. АНАЛИЗ СТОИМОСТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ГАЭС

Как указывалось в гл. 1, гидроаккумулирующие электростанции выполняют в современных энергетических системах роль маневренной мощности, мобильного резерва, способствуют повышению надежности электроснабжения, экономии топлива и т. д. Суточная продолжительность работы ГАЭС в турбинном режиме определяется потребностью энергетической системы и составом генерирующих мощностей и в условиях СССР для ГАЭС, работающих в остропиковом режиме, не превысит 4—5 ч, а для полупиковых станций может достигнуть 12 ч. Продолжительность работы ГАЭС в режиме зарядки зависит от характера графика электропотребления в ночное время, состава и характеристик базисных электростанций в системе.

Достаточно объективным технико-экономическим показателем ГАЭС может считаться стоимость 1 кВт ее установленной мощности. Этот показатель определяется путем деления капиталовложений, необходимых для строительства ГАЭС (за вычетом затрат на неэнергетические компоненты комплекса), на установленную мощность. При этом обязательно должна указываться суточная продолжительность работы ГАЭС в турбинном режиме, которая влияет на удельные стоимостные показатели.

При оценке общей эффективности ГАЭС важное значение имеет ее размещение по отношению к потребителю и энергетическим источникам, производящим зарядку ГАЭС. По имеющимся подсчетам стоимость 100 км линии электропередачи со-

ставляет в среднем 8—10 руб. на 1 кВт ее пропускной способности. Таким образом, при удалении ГАЭС от потребителя на 100 км на стоимость каждого киловатта ее мощности на шинах потребителя накладывается 8—10 руб. Кроме того, транспортировка больших мощностей по линиям электропередачи связана с дополнительными потерями энергии в размере 4—8%.

Возможны три принципиальных варианта размещения ГАЭС по отношению к потребителю и тепловой электростанции, осуществляющей зарядку ГАЭС: в районе потребителя (рис. 7-1, а), в районе ТЭС (рис. 7-1, б) и промежуточное расположение (рис. 7-1, в).

При прочих равных условиях наиболее целесообразно размещение ГАЭС вблизи центров потребления маневренной мощности, так как в этом случае требуется минимальный объем линейного строительства.

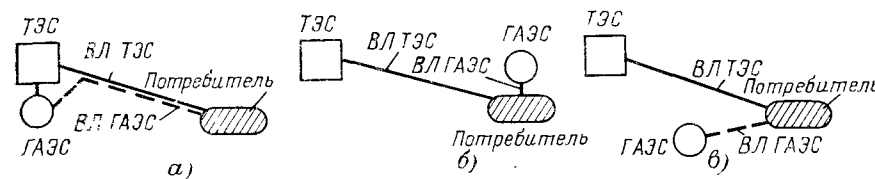


Рис. 7-1. Варианты взаимного расположения ТЭС и ГАЭС по отношению к потребителю энергии.

Однако изолированное возведение ГАЭС связано с созданием собственной строительной базы, транспортных коммуникаций и т. д. При сооружении ГАЭС совместно с ТЭС (т. е. в составе единого энергетического комплекса) значительно упрощаются вопросы организации строительства. В ряде случаев удастся использовать водоемы для технологических нужд обоих генерирующих источников, могут быть организованы общие электрические хозяйства, ремонтные мастерские и т. д.; упрощается и удешевляется эксплуатация объектов. Таким образом, размещение ГАЭС может сильно влиять на ее экономические показатели, что должно в полной мере учитываться при сопоставлении вариантов ее строительства (см. § 1-2).

Анализ технико-экономических показателей различных ГАЭС чистого аккумулирования, запроектированных в СССР, показывает четкую зависимость удельных капиталовложений (за вычетом затрат на строительство линий электропередачи) от напора ГАЭС. Это объясняется влиянием следующих основных факторов:

объем воды, используемой для целей гидроаккумулирования, а следовательно, и полезный объем бассейнов обратно пропорционален напору;

удельная стоимость водоводов ГАЭС, с известным приближением, инвариантна по отношению к напору. Это связано с тем, что сечение водоводов прямо пропорционально мощности ГАЭС и обратно пропорционально напору. В то же время длина водоводов является функцией напора в первой степени;

стоимость сооружения здания ГАЭС определяется в основном мощностью и габаритами установленного в нем оборудования. При увеличении напора габариты гидроэнергетического

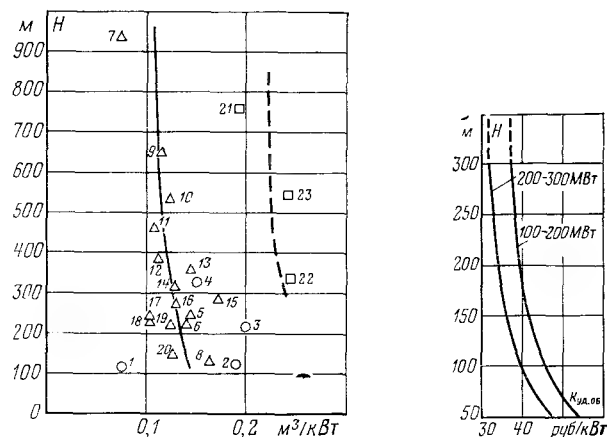


Рис. 7-2. Зависимость удельных объемов зданий ГАЭС и подземных машинных залов на 1 кВт установленной мощности от напора.

1 — Ладдингтон; 2 — Загорская; 3 — Ингурская; 4 — Кастейк; 5 — Синтойоне; 6 — Бэр Свэмп; 7 — Ла Кош; 8 — Такане II; 9 — Хорнберг; 10 — Нумалпара; 11 — Гримзель; 12 — Вилларино; 13 — Круахан; 14 — Маркерсбах; 15 — Вианден I; 16 — Ко-Труа-Пон; 17 — Нортфилд Маунтин; 18 — Ревэн; 19 — Кисеняма; 20 — Тамет III; 21 — Лаго-Делио; 22 — Вальдек II; 23 — Длоуге Стране; ○ — наземные здания; Δ — подземные машинные залы, оборудованные вертикальными агрегатами по двухмашинной схеме или горизонтальными по трехмашинной схеме; □ — то же, оборудованные вертикальными агрегатами по трехмашинной схеме.

Рис. 7-3. Зависимость удельной стоимости основного оборудования ГАЭС от напора при установке обратимых одноступенчатых гидромашин.

оборудования сокращаются из-за уменьшения диаметров спиральных камер, увеличения частоты вращения. Однако, как видно из рис. 7-2, удельные объемы на 1 кВт установленной мощности для зданий ГАЭС и подземных машинных залов мало зависят от напора, незначительно снижаясь по мере его увеличения. Лишь подземные машинные залы ГАЭС Лаго-Делио, Длоуге Стране и Вальдек II, в которых установлено оборудование по трехмашинной схеме с вертикальными агрегатами, характеризуются повышенными удельными объемами — 0,2—0,25 м³/кВт;

удельная стоимость на 1 кВт мощности основного оборудования ГАЭС при напорах свыше 70—100 м и единичной мощности агрегата 100—300 МВт примерно постоянна и незначительно снижается по мере роста напора (рис. 7-3).

На приведенные выше общие соображения накладывается ряд индивидуальных для каждой ГАЭС факторов: использование существующих водоемов, строительно-хозяйственные и инженерно-геологические условия площадки, условия рельефа и т. д.

Исходя из изложенного, удельные капиталовложения в строительство ГАЭС с обычно принятым суточным числом часов работы в турбинном режиме (4—5 ч) можно представить в виде зависимости от напора H .

Анализ технико-экономических показателей 17 ГАЭС в СССР, по которым имелись проектные и предпроектные разработки, выявил наилучшее соответствие фактическим данным по зависимости вида

$$\kappa_{уд} = AH^{-1} + B, \quad (7-1)$$

где $A = 5147,4$; $B = 113,3$.

Для практических целей указанную выше зависимость достаточно точно можно представить в виде формулы

$$\kappa_{уд} = \frac{5150}{H} + 113. \quad (7-2)$$

В величину $\kappa_{уд}$ не входят затраты на сооружение магистральных линий электропередачи, которые в каждом случае определяются специальным расчетом.

Формула (7-2) справедлива при среднем суточном числе часов использования установленной мощности 4,3 ч и графически интерпретируется на рис. 7-4. Отклонения стоимости от эмпирической кривой объясняются конкретными условиями объектов. Следует отметить, что формула (7-2) и соответствующая ей кривая подобраны по показателям ряда ГАЭС, запроектированных после рассмотрения многих вариантов, т. е. после предварительной оптимизации. Таким образом, не каждый перепад уровней поверхности гарантирует возможность сооружения ГАЭС с показателями, соответствующими формуле (7-2). Подсчету удельных показателей должно предшествовать сравнение нескольких вариантов площадок ГАЭС с выбором оптимальной, для которой могут быть приняты значения $\kappa_{уд}$ по формуле (7-2). Они представляют собой оптимальные удельные показатели ГАЭС чистого аккумулирования при современном уровне развития технологии строительства и энергетического машиностроения.

Формула не должна применяться для определения удельных показателей ГАЭС—ГАЭС с деривациями, крупными водохранилищами и другими сооружениями, не специфичными для ГАЭС чистого аккумулирования.

Удельные показатели ГАЭС с подземными бассейнами также зависят в основном от их напора (заглубления). Для

ориентировочного определения этих показателей может служить график на рис. 7-5.

Анализ сметных стоимостей ряда проектируемых, строящихся и эксплуатируемых ГАЭС чистого аккумулирования в СССР и за рубежом показывает, что распределение затрат между основными сооружениями и оборудованием этих станций относительно постоянно, несмотря на различие напоров, мощностей, природных и строительно-хозяйственных условий.

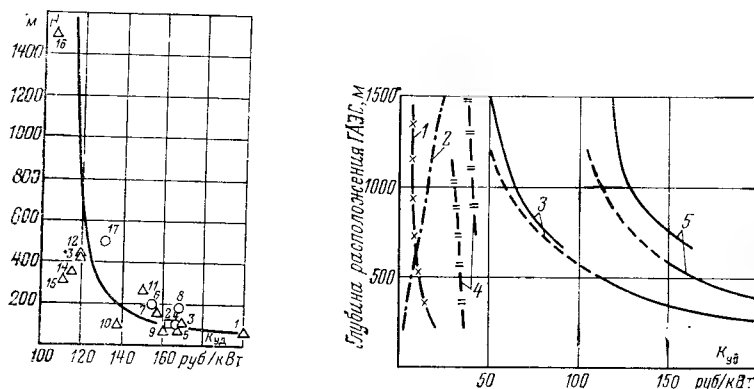


Рис. 7-4. Зависимость удельных капиталовложений ГАЭС с наземным расположением бассейнов от напора (при числе часов суточного использования мощности в турбинном режиме 4,3 ч)

1 — Ладыжнинская; 2 — Загорская; 3 — Балаковская; 4 — Кайшадорская; 5 — Краснооскольская; 6 — Теребля-Ринская; 7 — Куратурская; 8 — Днестровская; 9 — Ленинградская; 10 — Чебоксарская; 11 — Жигулевская; 12 — Ахтамарская; 13 — Цовагюхская; 14 — Невинномысская; 15 — Ставропольская; 16 — Баксанская; 17 — Тереблинская; Δ — схематические проработки; ○ — ТЭО; □ — технический проект.

Рис. 7-5. Удельные показатели ГАЭС с подземными бассейнами $N=1$ млн. кВт (при продолжительности работы в турбинном режиме 3,5 ч в сутки).

1 — укладка бетона; 2 — строительство шахт; 3 — выломка и подъем породы; 4 — оборудование; 5 — суммарные капиталовложения. Верхние кривые 3—5 соответствуют трехмашинной схеме, нижние — двухмашинной.

Наибольшие затраты при строительстве ГАЭС с бассейнами на поверхности земли приходятся на оборудование (30—40%). Этим ГАЭС принципиально отличаются от гидроэлектростанций, где при напорах свыше 30—40 м доля оборудования не превышает 15—17% общей стоимости. В связи с изложенным совершенствование оборудования ГАЭС и снижение его стоимости имеют большое значение.

Большие затраты приходятся на сооружение бассейнов, водоводов с водоприемниками и зданий ГАЭС (или подземных машинных залов): на долю каждого из этих элементов приходится от 15 до 30% общей стоимости объекта. Наименьшие затраты связаны, как правило, с созданием нижних бассейнов.

Для предварительных расчетов можно использовать средние

показатели распределения затрат, %, между элементами ГАЭС (при числе часов суточного использования установленной турбинной мощности, равном $t_1=4\div 5$ ч):

Верхние бассейны	25
Водоводы и водоприемники	20
Здания ГАЭС с оборудованием	50
Нижние бассейны	5

Приведенные соотношения стоимостей элементов ГАЭС позволяют сравнительно просто определять их ориентировочные технико-экономические показатели при изменении суточного числа часов использования каждой станции (если оно не превосходит 6—7 час/сут).

Удельные капиталовложения изменятся в этом случае следующим образом:

$$K_{уд2} = K_{уд1} \frac{(0,3 + 0,7 \frac{t_1}{t_2}) t_2}{t_1} = K_{уд1} \frac{0,3t_2 + 0,7t_1}{t_1}, \quad (7-3)$$

где t_1 — первоначальное число часов суточного использования установленной мощности; t_2 — новое число часов суточного использования, $K_{уд1}$ — первоначальные удельные капиталовложения, руб/кВт; $K_{уд2}$ — новые удельные капиталовложения, руб/кВт.

Перечисленные поправки могут быть введены в формулу (7-2), которая приобретает вид:

$$K_{уд} = \left(\frac{5150}{H} + 113 \right) (0,07t + 0,7), \quad (7-4)$$

где t — число часов суточного использования мощности ГАЭС в турбинном режиме ($t \leq 6-7$ ч/сут).

Зависимость (7-4) графически представлена на рис. 7-6.

Если t превысит 6—7 ч, то заполнить верхний бассейн за период ночного провала графика нагрузки (7—8 ч) будет невозможно и потребуются переход на недельный цикл аккумулярования или установка дополнительной насосной мощности.

Работа ГАЭС в режиме недельного аккумулирования с $t > 6-7$ ч требует резкого увеличения емкости бассейнов. Так, при использовании полной турбинной мощности в течение 12 ч емкость должна была бы возрасти примерно в 6 раз по сравнению с использованием в течение 6 ч, что привело бы к увеличению удельных капиталовложений в ГАЭС примерно в 3 раза.

Значительно более эффективна установка дополнительной насосной мощности, поскольку в этом случае удельные капиталовложения возрастут всего в 2,2 раза. Если для получения дополнительной насосной мощности будут установлены обратимые гидроагрегаты, то это даст возможность использовать полную установленную мощность ГАЭС для покрытия кратковременных аварийных нагрузок.

Основная часть затрат (35%) в данном случае приходится на строительство подземных бассейнов. Доля оборудования (при двухмашинной схеме) не превосходит 25% общих капиталовложений. Около 20% составляет стоимость строительства шахт, примерно столько же — сооружение подземного машинного зала.

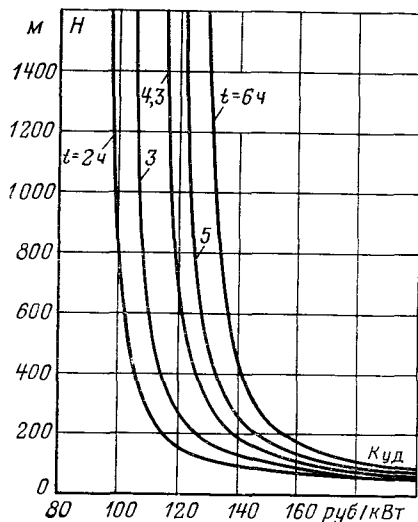
Формула пересчета удельных капиталовложений ГАЭС с подземными бассейнами при изменении числа часов их су-

точного использования будет иметь вид (при $t \leq 6-7$ ч)

Если t составит не 3,5, а 5 ч, то удельные показатели ГАЭС с подземным нижним бассейном изменятся на 15%, т. е. для напора 1200 м составят около 145 руб/кВт.

Технико-экономические показатели ГАЭС в значительной степени зависят от правильного выбора местоположения станции с учетом потребителей маневренной мощности и энергоис-

по водоводам — снижение металлоемкости за счет применения железобетонных конструкций, в том числе предварительно-напряженных, возможно полного использования упругих свойств



скальных пород и применения специальных мероприятий для снижения наружного давления на облицовку подземных водоводов;

по зданиям ГАЭС и подземным машинным залам — внедрение компактных компоновочных решений с многофункциональным использованием помещений.

Ко всем сооружениям относится необходимость разработки технологичных, унифицированных конструктивных решений, требующих минимума затрат ручного труда в строительстве. В частности, конструкция подземных водоводов должна предусмат-

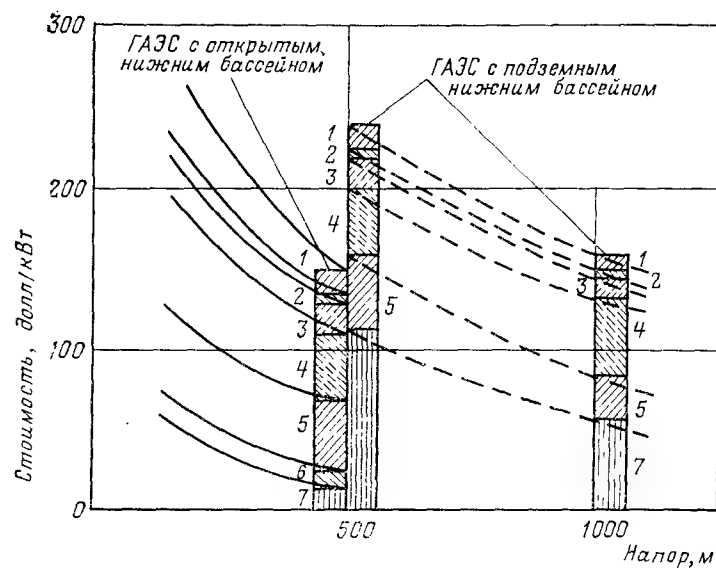


Рис. 7-7. Сопоставление стоимости подземных ГАЭС с открытым и подземным расположением нижнего бассейна [81].

1 — верхний бассейн; 2 — водоприемник; 3 — подводящие водоводы; 4 — оборудование; 5 — машинный зал; 6 — отводящие водоводы; 7 — нижний бассейн.

ривать возможность их возведения с применением туннелепроходческих комбайнов, а конструкция наземных водоводов — их максимальную унификацию в сталежелезобетонном исполнении.

Значительный прогресс в строительстве гидроаккумулирующих электростанций возможен в перспективе при внедрении ГАЭС с подземными нижними бассейнами (рис. 7-7). Снижение стоимости этих бассейнов достигается за счет применения принудительного обрушения породы. Подобные ГАЭС могут быть полностью типизированы по основному и вспомогательному оборудованию, конструктивным и строительным решениям.

Как указывалось выше, повышение эффективности гидроаккумулирующих электростанций тесно связано с прогрессом

в области энергомашиностроения. В настоящее время четко намечились достижения в этой области: переход на двухмашинные схемы агрегатов, повышение напоров на обратимых гидроагрегатах до 900—1200 м, повышение их единичных мощностей до 300—500 МВт. Дальнейший шаг вперед может быть сделан путем установки на ГАЭС высоковольтных обратимых двигателей-генераторов, усовершенствования пусковых систем и гидравлических затворов.

С учетом достигнутого в настоящее время и ожидаемого прогресса можно предполагать, что удельные показатели стоимости на 1 кВт мощности ГАЭС в 15—20-летней перспективе снизятся на 10—15%.

7-3. ВОЗМОЖНОСТЬ РАЗВИТИЯ ГИДРОАККУМУЛИРОВАНИЯ В СССР

Как указывалось в § 1-2, в промышленно развитых странах имеется тенденция к резкому возрастанию установленной мощности гидроаккумулирующих электростанций. Несмотря на то что участие речных гидроэлектростанций в покрытии графика нагрузок постоянно снижается, суммарная доля высокоманевренной гидравлической мощности в энергосистемах СССР к 1990 г. останется примерно на таком же уровне, как в настоящее время.

Развитие энергетики в европейской части СССР пойдет в направлении всемерной экономии органического топлива и широкого внедрения атомной энергетики.

Атомные электростанции и мощные ТЭС на сверхкритических параметрах пара наиболее эффективно работают в блоке с маневренными электростанциями (ГЭС, ГАЭС, ГТС или специальные ТЭС). Однако газотурбинные и пиковые паротурбинные установки характеризуются высоким потреблением дефицитного топлива (450—500 г условного топлива на 1 кВт·ч) и отрицательным влиянием на окружающую среду. Наиболее эффективные крупномасштабные гидроэнергетические ресурсы в европейской части СССР в ближайшие годы будут почти полностью использованы. Поэтому строительство гидроаккумулирующих электростанций, обеспечивающих ощутимую экономию топлива, должно в первую очередь развиваться в этом районе. Вместе с тем возможности сооружения здесь ГАЭС изучены еще в недостаточной степени.

В центральной зоне европейской части страны рельеф и геологические условия в целом мало благоприятствуют созданию ГАЭС. Имеющиеся здесь перепады рельефа не превышают 100—120 м, склоны возвышенностей пологие и потенциально опасны с точки зрения возникновения оползней. Особенно это относится к береговым склонам долин крупных рек — Волги, Оки и других.

В остро нуждающихся в маневренной мощности районах Северо-Запада имеется крайне ограниченное количество площадок, пригодных для сооружения эффективных ГАЭС обычного типа. Многие из них удалены от центров потребления и транспортных коммуникаций, другие имеют противопоказания по условиям охраны окружающей среды.

В периферийных районах Московского энергетического узла может быть, по-видимому, выявлено несколько площадок, пригодных для сооружения ГАЭС среднего напора (90—110 м). В этом направлении предстоит дальнейшая работа.

Относительно неблагоприятны условия для создания ГАЭС с бассейнами на поверхности земли в районах Белоруссии, где естественные перепады рельефа не превышают 60—70 м.

Лучшие условия имеются на Украине и в Молдавии. Здесь выявлена возможность строительства Унижской ГЭС—ГАЭС на Днестре, мощного энергокомплекса, включающего ГАЭС и ГЭС—ГАЭС на Южном Буге, Каневской и Днепровской ГАЭС на Днепре, Терблинской ГАЭС, а также двух ГАЭС на Днестре общей мощностью 3—4 млн. кВт с напорами 120—150 м.

Очень широкие природные возможности строительства ГАЭС имеются в районах Северного Кавказа и Закавказья. На территории Ставропольского и Краснодарского краев, Грузинской и Армянской ССР выявлены площадки эффективных ГАЭС общей мощностью свыше 10 млн. кВт. Однако эти районы в ближайшей перспективе не дефицитны по пиковой мощности, а передача ее в районы ОЭС Юга и получение оттуда зарядной мощности по протяженным линиям электропередачи резко снижает эффективность гидроаккумулирования в районах Кавказа.

В дальнейшем для районов Северо-Запада и, возможно, Украины эффективным источником маневренной мощности могут стать ГАЭС с подземными бассейнами. Геологические условия этих территорий весьма благоприятны для сооружения таких ГАЭС, а возможность их типизации и реальность создания высоконапорных обратимых гидроагрегатов позволяют прогнозировать весьма низкие удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности ГАЭС с подземными бассейнами.

1. ГИДРОАККУМУЛИРУЮЩИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ МИРА МОЩНОСТЬЮ СВЫШЕ 100 МВт*

Страна, ГАЭС	Мощность (в турбин- ном режиме), МВт	Напор, м	Схема оборо- тования и исполнение	Расположе- ние здания ГАЭС	Год ввода в эксплуата- цию
Австралия					
Тамет III	750	151	T	П	1972
Австрия					
Родунд I	173	328	T, Г	Н	1952
Лимберг	112	446	T, Г	Н	1955
Люнерзее	217	978	T, В	Н	1958
Россхаг	230	672	T, В	Н	1971
Эцталь	544	1655	Ч, Г		1975
	90	560	О, В		
Родунд II	270	348	О, В	ПП	стр.
Мальта	120	200	О, В		стр.
Бельгия					
Ко-Труа-Пон	830	275	О, В	П	1970
Болгария					
Белмекен	150	745	T, В	Н	1975
Чаира	660	676	T, В	П	стр.
Великобритания					
Фестиньог	360	320	T, В	Н	1963
Круахан	400	362	О, В	П	1966
Фойерс	300	181	О, В	ПП	1974
Динорвик	1800	505	О, В	П	стр.
Кэмлаф	230	185	О, В	П	стр.
ГДР					
Нидерварта	129	143	T, Г	Н	1960
Хоэнварте II	320	315	T, В	Н	1965
Маркерсбах	1050	301	О, В	II	стр.
Ирландия					
Торло Хилл	280	299	О, В	П	1973
Испания					
Вальдеканас	225	75	О, В	Н	1965
Пуэнте Бибей	400	366	T, В	П	1967
Ибон де Ип	104	980			1969
Вилларино	540	382	О, В	П	1969
Альтамира	208	238	О, В		стр.
Боларку	228	258	О, В		стр.
Гуиллена	216	230	О, В	Н	стр.
Торрехо	133	47	О, В	П	стр.
Италия					
Провиденца	150	286	T, В	П	1950
Лете-Сава	110	647	T, В		1963

Страна, ГАЭС	Мощность (в турбин- ном режиме), МВт	Напор, м	Схема оборо- удования и исполнение	Расположе- ние здания ГАЭС	Год ввода в эксплуата- цию
Вилла Гаронано	134	441	Т, В	П	1964
Лаго-Делио	1040	753	Т, В	П	1972
Сан-Фиорано	280	1418	Т, В	П	1972
Фадальто	240	107	О	П	1972
Бразимоне-Сувиана	340	378	О, В	Н	1973
Ровина Пиастра	105	540	Т	П	1974
Чинотас Пиастра	540	990	О, В	П	стр.
Талоро	240	280		П	стр.
Оричелла	152	485	Т	П	стр.
Каиада					
Адам Бек	283	26	О, В	Н	1957
Люксембург					
Вианден I	900	290	Т, Г	П	1964
Вианден II	196	290	О, В	ПП	1973
Польша					
Солина	137	57	О, В		1968
Жидово	152	81	О, В		1970
Поромбка Жар	500	430	О, В	П	стр.
Жарновец	680	116	О, В		стр.
Млоты	750	259	О, В	ПП	стр.
Румыния					
Лотру	500	809	Т		стр.
Тимис	197	726	Т		стр.
СССР					
Киевская	225	71	О, В	Н	1971
Загорская	1200	100	О, В	Н	стр.
Кайшадорская	1600	100	О, В	Н	стр.
США					
Люистон	240	30	О, В	Н	1962
Смит Маунтин	132	60	О, В	Н	1963
Том Соок	408	263	О, В	Н	1963
Ярдс Крик	339	232	О, В		1965
Кэбин Крик	300	374	О, В	ПП	1966
Мадди Ран	800	125	О, В	Н	1967
Хайэтт (Оровилл)	293	205	О, В	П	1968
Салина	130	78	О, В		1968
Сан-Луис	424	99	О, В		1968
Сенека (Кинсуа)	396	250	О, В		1970
Лонгвуд	122	111	О		1970
Нортфилд Маунтин	1000	250	О, В		1972
Бленхейм Джилбоа	1200	348	О, В	П	1973
Картерс Дэм	500	106	О, В		1973
Джокасси	800	98	О, В		1973
Грэнд Кули	291	111	О, В		1973
Хорс Меса	100	79	О, В		1973

Страна, ГАЭС	Мощность (в турбин- ном режиме), МВт	Напор, м	Схема оборо- удования и исполнение	Расположе- ние здания ГАЭС	Год ввода в эксплуата- цию
Ладдингтон	1872	110	О, В	Н	1973
Бэр Свэмп	640	235	О, В	П	1974
Кастейк	1200	335	О, В	Н	1974
Рэккун Маунтин	1560	316	О, В	П	1975
Маунт Элберт	100 (200)	135	О, В	ПП	стр.
Гарри Трумэн (Кэйзингер Блаф)	160	24	О, Накл.	Н	стр.
Монтезума	500	517	О, В	П	стр.
Уоллес	218	27	О, В	Н	стр.
Корнуолл	2000	345	О, В	ПП	стр.
Блу Ридж	1600	80	О, В		стр.
Ферфилд	510	46	О, В	Н	стр.
Франция					
Лак Нуар	100	127	Т, В		1938
Ранс	240	11	О, Г	Н	1968
Эмоссон	192	803	Т, В		1972
Ревэн	800	246,5	О, В	П	1974
Ла Кош (Сент-Элен)	320	933	О, В	П	1975
ФРГ					
Хердекке	132	165	Т, Г		1930
Вальдек I	140	296	Т, Г	Н	1932
Хаузерн	140	210	Т, В		1933
Витцнау	220	250	Т, В		1943
Вальдсхут	176	160	Т, Г		1953
Райзах-Рабенляйте	104	166	Т, Г		1955
Геестхат	131	76	Т, Г	Н	1958
Халпург	144	208	Т, Г	Н	1959
Эрихаузен	250	295	Т, Г	ПП	1965
Зеккинген	352	413	Т, Г	П	1968
Хорнберг (Вер)	992	653	Т, Г	П	1975
Вальдек II	440	338	Т, В	П	стр.
Лангенпроцельтен	168	315	О, В	ПП	стр.
Чехословакия					
Далешнице	410	89	О, В	Н	стр.
Липтовска Мара	100	47	О, В	Н	стр.
Черны Ваг	660	434	Т, В	Н	стр.
Швейцария					
Тирфед	900	292	Ч, Г	П	1964
Робией	170	390	О, В	П	1967
Феррера	216	522	Т, Г	П	1962
Гримзель II	600	453	Т, Г	П	стр.
Онгрен-Леман (Вейто)	240	878	Т, Г	П	1971
Мапрагг (Саргансерланд)	280	483	Т, В	Н	стр.

Продолжение прилож. I

Страна, ГАЭС	Мощность (в турбин- ном режиме), МВт	Напор, м	Схема обо- рудова- ния и исполнение	Расположе- ние здания ГАЭС	Год ввода в эксплуата- цию
Швеция					
Юктон	320	269	О, В	П	стр.
ЮАР					
Дрейкенсберг	1000	463	О, В	П	стр.
Югославия					
Байна Баста	630	605	О, В		стр.
Япония					
Хатанаги	116	102	О, В	Н	1962
Икехара	380	130	О, В	П	1965
Ягисава	255	111	О, В	Н	1965
Нагано	226	108	О, В	Н	1968
Мидоно	128	80	О, В	Н	1969
Азуми	434	134	О, В	Н	1969
Такане	352	136	О, В	П	1969
Агехара	1088	460	О, В	Н	1970
Кисеняма	480	220	О, В	П	1970
Синнарихагава	234	95	О, В	Н	1970
Нумаппара	732	500	О, В	П	1973
Синтойоне	1125	244	О, В	П	1973
Окутатараги	1212	416	О, В	П	1974
Хакусидаки	450	475	О, В	Н	стр.
Масегава	296	105	О, В	Н	стр.
Никаппу	206	100	О, В	Н	стр.
Охира	500	515	О, В	П	стр.
Такасегава	1280	230	О, В	П	стр.
Сирояма	260	181	О, В	П	стр.
Окукиоцу	1000	470	О, В	Н	стр.
Набара	636	317	О, В		стр.
Минамихара	620	313	О, В	П	стр.
Тамахара	1200	229	О, В	П	стр.
Окуяхаги I	315	310	О, В	Н	стр.
Окуяхаги II	825	439	О, В	П	стр.
Окуешино	621	507	О, В		стр.

Обозначения: Т — трехмашинная схема; Ч — четырехмашинная схема;
О — обратимый агрегат; В — вертикальный; Г — горизонтальный; Накл —
наклонный; Н — наземное; П — подземное; ПП — полуподземное.

* Мощность указана только для агрегатов, используемых в режиме гидроаккумуля-
лирования.

ПРИЛОЖЕНИЕ II

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ОБРАТИМЫХ АГРЕГАТОВ ГАЗС МОЩНОСТЬЮ СВЫШЕ 100 МВт

Страна, ГАЭС	Количество агрегатов, шт.	Тип и диаметр рабочего колеса, м	Мощность, МВт		Напор, м		Частота вращения, об/мин	Подача в насосном режиме, м³/с	Способ пуска	Фирма-изготовитель
			Турбинный режим	Насосный режим	Турбинный режим	Насосный режим				
Австрия										
Эдгаль	2	ОРО	45	56	550	553	500	9,2	СВД	«Фойт», «Элин»
Родунд II	1	ОРО/4,35	270	256	348	357	375	71,5		
Бельгия										
Ко-Труа-Пон	6	ОРО/4,5	138	140	275	277	300	49	СВД	«Аллис Чалмерс»
Великобритания										
Фойерс	2	ОРО/4,57	150	167	178	181	273	77,5	ЧСП	КМВ-Бовинг, АСЕА.
Динорвик	6	ОРО	300	300	505	540	500	65		
Круахан	2	ОРО/2,7	103	113	343	368	600	25,9	ЧСА	КМВ-Бовинг, «Инглиш Электрик», «Зульцер»
	гориз. 2	ОРО/3,2	102	107	343	368	500	25,9		
ГДР										
Маркерсбах	6	ОРО/3,98	175	192	300,9	306,9	375	53	СВД	ЧКД, «Шкода»
Испания										
Вальдеканас	3	ОД/4,65	75	81	72	75	150	111	ЧСА	«Инглиш Электрик»
Вилларино	4	ОРО/1,62	135	125	382	404	600	29		
Италия										
Бразимоне-Сувлана	2	ОРО/4,26	170	150	378	386	375	37,7	ЧСА	«Зульцер», «Эшер Висс»
Циотас Пнастра	4	ОРО/2,25	150	160	990	1066	600	11,1		

Страна, ГАЭС	Количество агрегатов, шт.	Тип и диаметр рабочего колеса, м	Мощность, МВт		Напор, м		Частота вращения, об/мин	Подача в насосном режиме, м³/с	Способ пуска	Фирма-изготовитель
			Турбинный режим	Насосный режим	Турбинный режим	Насосный режим				
Канада										
Сент-Джозим (проект)	6	ОРО	400	375	355	370	257	96	—	—
Люксембург										
Вианден II	1	ОРО/4,4	196	215	276	290	333,3	74,1	АПН	«Зульнер», «Эшер Висс» «Браун Бовери»
Польша										
Жидово	2	ОРО/4,5	50	61,4	81	84	187,5	71,5	АПН	ЧКД
Жарновец	4	ОРО/6,0	170	210	119	128,5	166,7	15	СВД	—
Поромбка Жар	4	ОРО/2,9	125	127	430	452	600	29,8	СВД	КМВ-Бовинг, «Шкода» «Альстом»
Млоты	3	ОРО	250	245	259	272	300	—	—	—
США										
Блу Ридж	8	ОРО	200	227	80	87	112,2	227	—	—
Картерс Дэм	4	ОРО	125	127	127	132	150	127	СВД	«Аллис Чалмерс» «Хитачи»
Ладдингтон	6	ОРО/8,38	312		107,7	113,6	112,5	314	СВД, ЧСА	—
Мадли Ран	8	ОРО/5,7	100	128	120	128	214	74	АПН	БЛГ, «Вестингауз»
Маунт-Элберт	1	ОРО	100	103	123	135	180	61	ЧСА	—
Сенека (Кинсуа)	2	ОРО	198	238	255	260	225	101,9	ЧСА	«Ньюпорт Ньюз», «Вестингауз» «Хитачи», «Тошиба»
Бер-Свэмп	2	ОРО/5,85	320	306	229	241	225	125,4	СВД	БЛГ, «Дженерал Электрик»
Нортфилд Маунтин	4	ОРО/5,8	250	250	250	254	257	93	СВД	—

Страна, ГАЭС	Количество агрегатов, шт.	Тип и диаметр рабочего колеса, м	Мощность, МВт		Напор, м		Частота вращения, об/мин	Подача в насосном режиме, м³/с	Способ пуска	Фирма-изготовитель
			Турбинный режим	Насосный режим	Турбинный режим	Насосный режим				
Том Соок	2	ОРО/6,45	204	200	253	258	200	75,7	СВД	«Аллис Чалмерс», «Дженерал Электрик»
Ярдс Крик	3	ОРО/5,1	113	142	230	233	240	61	АПН	БЛГ, «Дженерал Электрик»
Кэбин Крик	2	ОРО/4,2	150	136	374	379	360	39,1	СВД	«Аллис Чалмерс», «Дженерал Электрик»
Рэккун Маунтин	4	ОРО/5,05	390	400	318	323	300	120	ЧСП	«Аллис Чалмерс», «Вестингауз»
Джокасси	4	ОРО/7,32	200	170	98	105	120	175	СВД	«Аллис Чалмерс», «Вестингауз»
Кастейк	6	ОРО 5,84	200	200	328	381	257	91	ЧСА	«Хитачи», АСЕА
Бленхейм Джалбоа	4	ОРО/6,06	300	313	339	358	257	80,6	СВД	«Хитачи»
Корнуолл	8	ОРО/5,76	250	257	333	345	257	85	СВД	«Аллис Чалмерс»
Монтезума	4	ОРО/3,35	125	125	517	522	600	20	АПН	—
Блейр Маунтин (проект)	3	ОРО	175	175	671	671	257	23,4	—	—
Франция										
Ревэн	4	ОРО/4,33	200	151	243	246	333	66	СВД	«Жемон-Шнейдер», «Альстом»
Ла Кош (Сент-Эден)	4	ОРО/1,9	80	83	932	945	600	8,7	АПН	«Нейриик», «Вевей», «Жемон-Шнейдер»
Арк Изер (проект)	3	ОРО	240	250	243	258	250	82,5	—	—
ФРГ										
Бремм (проект)	2	ОРО/9,4	700	660	233	242	125	—	АПН	«Фойт», «Эшер Висс», «Браун Бовери»

Страна, ГАЭС	Количество агрегатов, шт.	Тип и диаметр рабочего колеса, м	Мощность, МВт		Напор, м		Частота вращения, об/мин	Подача в насосном режиме, м³/с	Способ пуска	Фирма-изготовитель
			Турбинный режим	Насосный режим	Турбинный режим	Насосный режим				
Чехословакия										
Липовска Мара	2	ОД/5,0	50	53	47	48	135	107	—	ЧКД
Швеция										
Юктон	1	ОРО/3,1	320	240	269	267	300	115	СВД	КМВ-Бовинг, «Нохаб», АСЕА
Югославия										
Байна Баста	2	ОРО/4,82	315	294	600	621	428,6	36,7	ЧСА	«Тошиба»
Япония										
Мидоно	2	ОРО	64	62	80	81	150	90,3	ЧСА	«Хитачи»
Синарихагава	3	ОРО	78	73	95	96	144	106,3	—	«Хитачи»
Хатанаги	2	ОРО	51	46	102	103	200	50	—	«Хитачи»
Нагано	2	ОРО/6,0	113	120	108	111	150	136	АПН	«Хитачи»
Ягисава	3	ОРО/5,74	85	87	111	113	115	100	АПН	«Хитачи», «Тошиба»
Икехара	4	ОРО/6,1	95	110	130	132	150	100	—	«Хитачи»
Азуми	4	ОРО	108	106	135	138	187,5	89,7	ЧСА	«Тошиба»
Такане	4	ОД/3,45	88	99	136	138	277	66,3	АПН	«Хитачи», «Мицубиси»
Сирояма	4	ОРО/3,9	65	73	181	186	300; 273	47,5	АПН	«Хитачи», «Тошиба»

Обозначения: ОРО — обратимая радиально-осевая гидромашина; ОД — обратимая диагональная поворотного-лопастная гидромашина; АПН — асинхронный прямой пуск при пониженном напряжении сети; СВД — синхронный пуск вспомогательным двигателем; ЧСП — частотный пуск от статического преобразователя частоты; ЧСА — частотный пуск от соседнего агрегата.

Страна, ГАЭС	Количество агрегатов, шт.	Тип и диаметр рабочего колеса, м	Мощность, МВт		Напор, м		Частота вращения, об/мин	Подача в насосном режиме, м³/с	Способ пуска	Фирма-изготовитель
			Турбинный режим	Насосный режим	Турбинный режим	Насосный режим				
Кисеяма	2	ОРО/5,7	240	240	220	230	225	110	СВД	«Хитачи», «Тошиба»
Синтойоне	5	ОРО/5,4	225	250	236	245	257; 250; 214; 259	129	СВД	«Тошиба»
									ЧСА	—
Набара	2	ОРО/6,0	318		317	339	257	108	СВД	«Хитачи»
Окутатараги	4	ОРО	303	319	406	423	300	71,3	СВД	«Хитачи»
Нуманпара	3	ОРО/4,96	244	250	500	528	375	50	СВД, ЧСА	«Хитачи»
Агехара	4	ОРО	272	290	460	508	360	53,5		«Хитачи»
Охира	2	ОРО/4,8	250	277	512	545	400	47,8	СВД	«Тошиба»
Никаппу	2	ОД/4,15	103	102	100	102	231		АПН	«Тошиба»
Такасагава	4	ОРО/6,39	320	313	230	264	214,3	116,5	СВД	«Мицубиси», «Тошиба»
Окуешинно	3	ОРО/3,76	207	214	526	539	514	39	ЧСП	«Тошиба»

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аршеневский Н. Н. Обратимые гидромашины гидроаккумулирующих электростанций. М.: Энергия, 1977. 240 с.
2. Бабурин Б. Л. Некоторые проблемы покрытия пиков нагрузки в энергосистемах страны и экономические предпосылки строительства ГАЭС.— Энергетическое строительство, 1971, № 1, с. 3—8.
3. Бабурин Б. Л., Лебедев В. Г., Соловьев А. В. Гидроаккумулирующие электростанции ГДР.— Энергетическое строительство за рубежом, 1969, № 3, с. 32—38.
4. Бабурин Б. Л., Файн И. И. Экономическое обоснование гидроэнергостроительства. М.: Энергия, 1975. 121 с.
5. Бабурин Б. Л., Щавелев Д. С. Вопросы экономической эффективности гидроаккумулирующих электростанций.— Известия высших учебных заведений. Энергетика, 1973, № 10, с. 119—125.
6. Вольфберг Д. Б. Тенденции в гидроэнергетическом строительстве США.— Энергохозяйство за рубежом, 1973, № 4, с. 39—41.
7. Высоковольтные генераторы.— Электротехника, 1977, № 6, с. 1—5. Авт.: Г. А. Бесчастнов, А. В. Иванов-Смоленский, П. З. Никитин, Т. М. Нэмени.
8. Гаал Т. Опыт сооружения и освоения газотурбинной электростанции в Венгрии.— Электрические станции, 1976, № 7, с. 38—42.
9. Глебов А. Н., Мамиконянц Л. Г. Проблемы пуска агрегатов ГАЭС. Синхронные генераторы. Международная конференция по большим электрическим системам (СИГРЭ-72). М.: Энергия, 1974.
10. Гидротехнические сооружения комплексных гидроузлов. Под ред. П. С. Непорожного. М.: Энергия, 1973. 287 с.
11. Губин М. Ф. Гидроаккумулирующие электростанции. М., 1975. 164 с. (ВИНИТИ).
12. Губин Ф. Ф., Губин М. Ф. Использование гидроаккумулирующих электростанций с подземными низовыми бассейнами.— Гидротехническое строительство, 1973, № 2, с. 29—33.
13. Держко М. В. Некоторые тенденции развития гидросилового и электротехнического оборудования ГАЭС.— Энергетическое строительство за рубежом, 1971, № 4, с. 33—40.
14. Держко М. В. Современные мощные ГАЭС.— Энергохозяйство за рубежом, 1973, № 3.
15. Держко М. В., Каминский П. В. Особенности гидросилового и электрической части гидроаккумулирующих электростанций. Львов, 1972. 63 с. (Львовский политехнический институт).
16. Затворницкая Т. А., Коняева С. А., Миколович Б. Ф. Литые бетоны в гидротехническом строительстве. М.: Энергия, 1974. 113 с.
17. Кароль Л. А. Гидравлическое аккумулярование энергии. М.: Энергия, 1975. 168 с.
18. Каскадный пуск генераторов-двигателей ГАЭС.— Электричество, 1975, № 1, с. 49—54. Авт.: А. Н. Глебов, С. П. Василевский, Н. П. Шулаков и др.
19. Красильников М. Ф., Оборотова М. Г. Современное состояние и тенденции развития основного гидросилового оборудования ГАЭС.— Энергетическое строительство за рубежом, 1971, № 2, с. 28—31.

20. Кривченко Г. И. Гидравлические машины. М.: Энергия, 1978. 320 с.
21. Крицкий С. Н., Менкель М. Ф., Россинский К. И. Зимний термический режим водохранилищ, рек и каналов. М.: Госэнергоиздат, 1947.
22. Мелентьев Л. А., Лаврененко К. Д. О выборе эффективного оборудования для работы в переменной части графика нагрузки электроэнергетических систем.— Теплоэнергетика, 1971, № 3, с. 2—6.
23. Некоторые итоги эксплуатации и испытаний головной газотурбинной установки мощностью 100 тыс. кВт.— Электрические станции, 1975, № 7, с. 9—12. Авт.: Г. Г. Ольховский, И. С. Бодров и др.
24. Обратимые и капсульные гидрогенераторы (обзор). М., 1966 (ВНИИ-ЭМ). Авт.: М. П. Костенко, Л. А. Суханов, Е. А. Волкова и др.
25. Поташник С. И. Из опыта эксплуатации и натурных исследований Киевской ГАЭС.— В кн.: Вопросы проектирования и строительства гидроаккумулирующих электростанций и создания обратного энергооборудования. Л.: Энергия, 1974, с. 40—43.
26. Претро Г. А. Специальные типы зданий гидроэнергетических установок. М.: Энергия, 1975. 239 с.
27. Саввин Ю. М. Гидроаккумулирующие электростанции. М.: Энергия, 1966. 135 с.
28. Саввин Ю. М. Конструктивные особенности машинных зданий современных ГАЭС.— «Гидротехническое строительство», 1974, № 1, с. 40—47.
29. Саввин Ю. М. Оборудование ГАЭС и средства повышения их к. п. д.— Электрические станции, 1973, № 10, с. 27—33.
30. Совалов С. А., Черня Г. А. Основные направления повышения экономичности работы Единой энергетической системы СССР.— Электрические станции, 1975, № 4, с. 23—27.
31. Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений. (Госплан СССР, Госстрой СССР, АН СССР). М.: Экономика, 1969. 16 с.
32. Указания по термическому расчету водохранилищ, ВСН 18-48 (Минэнерго СССР, Главтехстройпроект, ВНИИГ). 1948.
33. Шейнман Л. Б. Перспективы строительства ГАЭС в СССР.— В кн.: Вопросы проектирования и строительства гидроаккумулирующих электростанций и создания обратного энергооборудования. Л.: Энергия, 1974, с. 4—14.
34. Электрификация СССР, 1965—1975, М.: Энергия, 1977. 312 с.
35. Abraham K. H. The surge chamber and tailrace tunnel for the Waldeck II plant.— Water Power, 1973, vol. 25, № 10, p. 385—392.
36. A 292 MW pumped-storage plant under construction in Ireland.— Water Power, 1972, vol. 24, № 5, p. 171—181.
37. Barth S. Felsmechanische Probleme beim Entwurf der Kaverne des Pumpspeicherwerkes Waldeck II.— Die Bautechnik, 1972, № 3, S. 73—83.
38. Becker H. Wasserkraftanlage Turlough Hill.— Wasserwirtschaft, 1973, № 1, S. 7—11.
39. Blind H. Stand und Entwicklung des Wasserkraftausbaues.— Wasserwirtschaft, 1973, № 11/12, S. 336—344.
40. Construction work starts at Camlough.— Water Power, 1972, vol. 24, № 5, p. 182—185.
41. Darves R., Merk P. Le bassin superieur de l'amenagement de la Coche: execution des travaux.— Travaux, 1976, № 439, p. 42—45.
42. Die Verteilrohrleitungen des Pumpspeicherwerkes Hornbergstufe.— Stahlbau Rundschau, 1974, № 12.
43. Fives M. O. Design and constructions of the upper reservoir at Turlough Hill.— Water Power and Dam Construction, 1975, vol. 27, № 3, p. 89—95.
44. Fukasu Shunichi. Trends of pumped storage equipment.— Pumped Storage Development and its Environmental Effects, Urbana Illinois, 1971.
45. Gerber H. Hydroelektrische Verbundwirtschaft und die Nuklear — Energie — Versorgung.— Schweizerische Bauzeitung, 1970, № 38.
46. Grimsel II: a two-stage pumped-storage development in Switzerland.— Water Power and Dam Construction, 1976, vol. 28, N 3, p. 38—42.

47. **Guilhot R.** Electromechanical equipment for the S-te Helene power-plant.— *Water Power and Dam Construction*, 1975, vol. 27, № 3, p. 104—110.
48. **Haase C. D.** Castaic pumped-storage project in California.— *Water Power*, 1971, vol. 23, № 9, p. 333—341.
49. **Hertig P.** Neue Wege beim Bau hydraulischer Maschinen für Pumpspeicherwerke.— *Technika*, 1973, Bd 22, № 16.
50. **Innerhofer G., Eder A., Gestettner R.** The Rodund II pumped-storage scheme in Austria.— *Water Power*, 1973, vol. 25, № 11, p. 413—427.
51. **Jenssen G.** Energiewirtschaftliche und bauliche Entwicklungstendenzen von Pumpspeicherwerken.— *"Wasserwirtschaft"*, 1973, Bd 63, № 11—12.
52. **International Conference on Pumped Storage Development and its Environmental Effects.** Urbana Illinois, 1971, p. 480—489.
53. **Iwanari I.** The Okuyahagi pumped storage project.— *Water Power and Dam Construction*, 1975, № 11, p. 407—410.
54. **Jäger M., Muhlocker H.** Entwurf und Bemessung der Hauptmaschinensätze des Pumpspeicherwerkes Waldeck II.— *Elektrizitätswirtschaft*, 1971, № 20.
55. **Jaquet E.** Einige spezielle Probleme bei der Entwicklung von Pumpturbinen.— *Escher Wyss. Mitt.*, 1974, Bd 47, № 2.
56. **Karadi, Krizek, Csallany.** International conference on pumped storage development and its environmental effects. Proceedings series № 15. Held at the Univ. Wisconsin, 1971.
57. **Kimura Joshiaki, Jokoyama Toshiaka.** Planning of reversible Francis pump-turbines.— *Hitachi Rev.*, 1973, vol. 22, N 8.
58. **Kuo-Hua-Yang, FASCE, Nichols D. E., MASCE.** Bear swamp pumped storage plant will start up this summer.— *Water Power*, 1974, vol. 26, № 5.
59. **Lehuen C., Ruelle G., Simonnot D.** Asynchronous starting of motor-generators of pumped storage stations. CIGRE, 1972.
60. **Lehnert J., Geiseler W. D.** Das Pumpspeicherwerk Ludington.— *Wasserwirtschaft*, 1973, № 1, S. 1—6.
61. **Lehnert J., Robertson F. P.** Bituminous blanket for dike at Ludington pumped storage project.— *Civil Engineering*, 1972, vol. 42, № 12, p. 54—57.
62. **Malquori E.** Soggiorno di studio in Giappone dedicato agli impianti idroelettrici ad accumulazione per pompaggio.— *Energia elettrica*, 1974, 51, № 3, p. 132—157.
63. **Marakami S.** Some important features of the Okukotsu pumped storage project.— *"Water Power and Dam Construction"* 1975, № 11, p. 411—417.
64. **Mizukoshi Tatsuo.** The Takase River pumped storage project.— *Water Power*, 1972, vol. 24, № 2, p. 64—70.
65. **Muraiffer Ganay.** Asynchronanlauf einer grossen 230 Mw Synchronmaschine im Pumpspeicherwerk Vianden II, Brown Boveri Mitt., 1974, № 7.
66. **Nechleba M.** Jednosmerne akumulacni soustroji HONE.— *Celostat konf. o precerpavac. vod. elektran.* Brno, 1972.
67. **Patrick J. G.** The cluster lay-out — a new concept for pumped-storage.— *Water Power*, 1972, vol. 24, № 9, p. 339—345.
68. **Pettersson F.** Starting methods for reversible pumped-storage generator-motors.— *ASEA*, 1973, № 2.
69. **Pfafflin G. E.** Future trends in hydro-pumped-storage equipment.— *Proc. Amer. Conf., Chicago, Illinois*, 1974, vol. 36.
70. **Pfisterer E.** Die Hornbergstufe der Schluchseewerk AG.— *Wasserwirtschaft*, 1973, N 1, S. 12—21.
71. **Pirchl H.** Verteilleitung Castaic.— *Escher Wyss Mitteilungen*, 1974, Bd 48, № 2, S. 42—53.
72. **Pohlmann W., Mang F.** The conduit system for the Waldeck II pumped-storage station.— *Water Power*, 1974, vol. 26, № 11, p. 354—358.
73. **Pumped storage: state of the art.**— *Journ. of the Power Division (Proc. of the ASCE)*, 1971, vol. 97, p. 675—695.
74. **Steffen H.** The use of asphalt in reservoir linings and dam cores.— *Water Power*, 1973, № 10, p. 393—400.
75. **Takahashi Mitsuo.** The 1125 MW pumped-storage scheme at Shinto-yone.— *Water Power*, 1972, vol. 24, № 2, p. 51—56; № 3, p. 85—89.
76. **Takase Mitsuo, Okada Massyasu, Takagi Nobuho.** Recent large capacity pump-turbines and generator-motors.— *Hitachi Review*, 1971, vol. 20, № 7.
77. **Takase Mitsuo, Okada Massyasu, Inane Hisao.** Field test result of large capacity pump-turbines to USA.— *Hitachi Review*, 1974, vol. 23, № 8.
78. **The Hongrin-Leman development.**— *Water Power*, 1970, vol. 26, № 5/6, p. 167—172; vol. 22, № 9, p. 312—316.
79. **The Lake Maggiore project.**— *Water Power*, 1970, vol. 22, № 10, p. 346—355.
80. **The Waldeck II station.**— *Water Power*, 1971, vol. 23, N 8, p. 275—285.
81. **Warnock J. G., Willett D. C.** Underground reservoirs for high-head pumped-storage stations.— *Water Power*, 1973, vol. 25, № 3, p. 81—87.
82. **Wehenkel L.** Dixieme groupe de Vianden.— *La Houille Blanche*, 1972, № 6—7.
83. **Wirschal H. W.** Reversible pump-turbines for Reccocon Mountain. Allis — Chalmers Corporation. N. Y., Pennsylvania, USA, 1974.
84. **Joshida M.** Okutataragi pumped storage power station.— *Water Power and Dam Construction*, 1975, № 11, p. 399—406.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Глава первая. Значение и технико-экономическая оценка гидроаккумулирования	5
1-1. ГАЭС и их функции в энергетических системах	5
1-2. Основные принципы экономического обоснования параметров и эффективности ГАЭС	12
Глава вторая. Принципиальные схемы ГАЭС	25
2-1. Технологические схемы	25
2-2. Принципиальные схемы гидросилового оборудования	29
2-3. Продолжительность циклов аккумуляирования ГАЭС	32
2-4. Компоновки основных сооружений и классификация ГАЭС по напорам	33
Глава третья. Компоновочные решения ГАЭС	34
3-1. Компоновки с искусственно созданными бассейнами на поверхности земли	34
3-2. Использование существующих водоемов в качестве бассейнов ГАЭС	38
3-3. Компоновки с подземным или полуподземным расположением зданий ГАЭС	42
3-4. Компоновки с подземными бассейнами	49
Глава четвертая. Конструкции и компоновки сооружений	51
4-1. Верхние бассейны	51
4-2. Водоприемники и водовыпуски	62
4-3. Водоводы	68
а) Общие сведения	68
б) Подводящие водоводы	69
в) Отводящие водоводы	85
4-4. Здания ГАЭС	89
а) Здания ГАЭС на поверхности земли	89
б) Подземные здания ГАЭС	100
в) Полуподземные здания ГАЭС	113
4-5. Нижние бассейны	114
Глава пятая. Гидросиловое и электротехническое оборудование	117
5-1. Гидросиловое оборудование	117
а) Трехмашинные агрегаты	117
б) Двухмашинные обратимые агрегаты	123
5-2. Электротехническое оборудование	131
а) Двигатели-генераторы	131

б) Особенности электротехнического оборудования. Главные схемы электрических соединений	135
5-3. Способы пуска, торможения и переключения агрегатов при смене режима работы	139
5-4. Основные требования к обратимым гидромашинам ГАЭС	147
5-5. Опыт эксплуатации гидросилового оборудования Киевской ГАЭС	149
5-6. Гидросиловое и электрическое оборудование Загорской ГАЭС	149
5-7. Основные показатели гидросилового оборудования ГАЭС в СССР	152
Глава шестая. Влияние ГАЭС на окружающую среду и комплексное использование бассейнов ГАЭС	154
Глава седьмая. Экономика строительства ГАЭС	158
7-1. Анализ стоимостных показателей ГАЭС	158
7-2. Пути совершенствования компоновочных и конструктивных решений ГАЭС	164
7-3. Возможность развития гидроаккумуляирования в СССР	167
Приложение I. Гидроаккумуляующие электростанции мира мощностью свыше 100 МВт	169
Приложение II. Основные параметры обратимых агрегатов ГАЭС мощностью свыше 100 МВт	173
Список литературы	178